



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME 14/2001 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO DE TARIFA ELÉCTRICA 2002

(Aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su reunión
del 26 de Diciembre de 2001)

26 diciembre 2001

ÍNDICE

- 1. Introducción**
- 2. Hipótesis de partida en el ejercicio tarifario 2002.**
 - 2.1. Antecedentes
 - 2.2. Previsión de demanda y consumos.
 - 2.3. Participación en el mercado.
 - 2.4. Escenario de ingresos por precios regulados.
 - 2.5. Escenario de ingresos y costes regulados del Ministerio de Economía para el año 2002.
- 3. Variaciones de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso de la propuesta de R.D.**
 - 3.1. Principales cambios introducidos en la propuesta de R.D.
 - 3.2. Valoración de los precios incluidos en la propuesta.
- 4. Comentarios sobre los costes asignados al sistema para el año 2002**
 - 4.1. Intercambios Internacionales
 - 4.2. La retribución del transporte
 - 4.3. La retribución de la distribución.
 - 4.4. La retribución de la gestión comercial y de la demanda.
 - 4.5. Costes permanentes del sistema
 - 4.6. Costes de Transición a la Competencia
 - 4.7. Costes de Diversificación y seguridad de abastecimiento
- 5. Otros aspectos de la propuesta**
 - 5.1. Comentarios a la disposición derogatoria única
 - 5.2. Medidas necesarias para hacer factible la elegibilidad total en el año 2003

CONSIDERACIÓN FINAL

ANEXOS

Anexo I – Comentarios a la aplicación de la decisión de la Comisión Europea del 25/07/2001 a algunos aspectos de los CTC en relación con el expediente de tarifa del 2002

Anexo II – Comentarios sobre la cuota de CTC que se aplica a las tarifas de acceso

Anexo III – Informe sobre el borrador de acuerdo de ETSO sobre compensación de costes por la utilización de redes en transacciones transfronterizas.

Anexo IV – Elegibilidad 2003. Estructura del nuevo Sistema, Actuaciones y Cambios Normativos

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 26 de diciembre de 2001, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico en su artículo 8.1, cuarta, sustituido por el punto 1 del apartado tercero de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, confiere a la Comisión Nacional de Energía la función de participar mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas y retribución de las actividades del sector.

El día 19 de diciembre de 2001 se recibió en la Comisión Nacional de Energía la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002. Este documento fue remitido para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo por trámite de urgencia.

Para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar convenientemente la propuesta de revisión tarifaria. Asimismo, para que el contenido del informe realizado por la Comisión sea considerado en el RD de tarifas, se debe contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio hasta la publicación del RD de tarifas en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente reproducible a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Electricidad, dada la trascendencia que tiene la propuesta tarifaria, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas como para establecer la repercusión que tiene su financiación, mediante tarifas integrales y de acceso, sobre los distintos colectivos de consumidores. Se anexan al presente informe, las alegaciones recibidas de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2002, en los últimos meses la CNE ha venido solicitando a distintos agentes del sector una serie de datos, utilizados para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el año próximo y a los que se hace referencia en el presente informe.

Esta Comisión ha puesto a disposición del personal de la Dirección General de Política Energética y Minas no sólo la información recabada de los distintos agentes del sector para realizar el informe sobre la propuesta de RD, sino también las estimaciones de algunos capítulos de costes regulados, el escenario de elegibilidad, los consumos e ingresos por grupos tarifarios previstos para el sector según el cierre del 2001 y el 2002. En este sentido cabe indicar que algunos conceptos de costes de la propuesta de RD son los contemplados en las reuniones preparatorias mantenidas por el personal de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Comisión, coincidiendo algunos de ellos con los que aportaron los servicios técnicos de ésta.

Por otra parte esta Comisión valora positivamente el detalle de toda la documentación de acompañamiento a la propuesta que ha remitido el Ministerio de Economía, la cuál ha sido fundamental para analizar y valorar los supuestos incorporados en su propuesta.

En la reunión del Consejo Consultivo de Electricidad del día 20 de diciembre de 2000, para discutir la propuesta de RD de tarifa 2001, se puso de manifiesto por distintos miembros del mismo, la incertidumbre que siempre precede a la revisión de tarifas debido a la carencia de una metodología tarifaria que fundamente las distintas variaciones en las tarifas integrales y de acceso que se proponen para el año siguiente.

En este sentido, y a petición del Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, esta Comisión ha elaborado una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso.

Tras considerar las alegaciones de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, reunido el 4 de octubre de 2001, esta Comisión envió la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a redes, aprobada por el Consejo de Administración el 22 de noviembre de 2001, al Ministerio y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad los días 3 de diciembre y 10 de diciembre, respectivamente.

La propuesta de la CNE es parte necesaria de una metodología general tarifaria que comprenda procedimientos transparentes y objetivos sobre los que, en opinión de esta Comisión, se podrían realizar las futuras revisiones de las tarifas.

El principal objetivo de la propuesta de metodología para determinar las tarifas de acceso a redes de la CNE es hacer explícito los criterios de asignación de costes para determinar las tarifas de acceso. Esta Comisión considera que para fomentar la eficiencia energética en el consumo de electricidad, las tarifas de acceso e integrales deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. Por otra parte, esta Comisión opina que la globalidad y coherencia para establecer las tarifas de acceso, tanto de los consumidores acogidos a tarifas integrales, como de los que están en el mercado, es un requisito necesario para

lograr la recuperación de los costes del sistema. Estos dos elementos – que las tarifas de acceso reflejen los costes y que los pagos por los servicios de redes sean iguales para los consumidores a mercado y a tarifa integral – fundamentan la propuesta de la CNE.

Esta Comisión considera que las variaciones tarifarias introducidas anualmente en todo ejercicio tarifario deben responder a una metodología de reparto de todos los costes regulados entre los distintos suministros, en lugar de continuar con el procedimiento actual en el que se establecen unas variaciones tarifarias y se ajustan los ingresos previstos a los costes regulados mediante la partida de costes CTC por diferencias.

El informe se articula de la siguiente forma. En el apartado 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario y se valoran las principales hipótesis respecto al escenario de elegibilidad y previsiones de consumos, ingresos y costes regulados que recoge la propuesta de Real Decreto del Ministerio de Economía. Se considera que, dado que el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, es crucial especificar las hipótesis de partida que justifican el escenario de ingresos y costes para establecer las tarifas eléctricas 2002.

En el apartado 3, se valoran las variaciones de las tarifas integrales y de acceso que incorpora el texto sometido a informe respecto a la metodología de la CNE.

En el apartado 4, se analizan en detalle los costes asignados a las distintas actividades eléctricas para el año 2002 y aquellos aspectos que, en opinión de esta Comisión, deberían tenerse en cuenta en el desarrollo de la regulación de las distintas actividades eléctricas.

Otros aspectos que aparecen en la Propuesta de RD se tratan en el apartado 5.

2. HIPÓTESIS DE PARTIDA EN EL EJERCICIO TARIFARIO 2002

2.1 Antecedentes

La Ley del Sector Eléctrico no indica explícitamente cómo deben efectuarse las revisiones de precios regulados. Sin embargo, en su Título III relativo al Régimen Económico, establece que con cargo a tarifas, peajes y precios satisfechos por los consumidores de suministro eléctrico, acogidos y no acogidos a la condición de cualificados, han de satisfacerse las retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas.

En consecuencia se entiende que, en tanto los consumidores tengan la posibilidad de acogerse bien a la tarifa integral o bien al régimen de mercado, la discusión acerca de los precios de la electricidad, tanto si son finales como si son los correspondientes al acceso a las redes, debe ser una discusión centrada en dos cuestiones.

Por una parte, es preciso determinar cuál es el coste garantizado a las distintas actividades reguladas y el coste previsible de generación, como actividad en competencia, y por otra, qué ingresos, por aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, se espera obtener de los consumidores que vayan a acogerse a tarifa integral o a mercado, para valorar la recuperación de los costes regulados.

Este planteamiento explica que la propuesta de RD que se somete a informe se refiera tanto a tarifas integrales como a tarifas de acceso, en la medida en que la facturación de aplicar dichos precios regulados a ambos colectivos de clientes deberá permitir recuperar todos los costes regulados, es decir, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y de generación imputables a los clientes acogidos a tarifa integral previstos para el año 2002.

Para comparar los costes regulados previstos para el año 2002, con el escenario de ingresos dado por las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD es preciso facturar los consumos y potencias previstos para el año 2002, tanto de los suministros a tarifa integral como de los clientes que estarán en el mercado.

La dificultad que supone no sólo prever el crecimiento general de la demanda y su desglose entre los diferentes grupos tarifarios, sino también determinar qué parte de la demanda con capacidad de acudir al mercado lo hará efectivamente y en qué momento, hacen del cálculo tarifario un ejercicio de compleja resolución.

La coherencia entre las estructuras de tarifas de acceso e integrales unido a la concreción de una metodología explícita de cálculo tarifario son dos elementos que, en opinión de esta Comisión, permitiría que los informes sobre propuestas de tarifas de los años venideros se realicen con menores incertidumbres que las existentes hasta la fecha.

En la medida en que la determinación de las tarifas es un ejercicio de previsión, el punto de partida del informe es analizar las hipótesis de partida planteadas para establecer las tarifas integrales y de acceso del año 2002. En particular, se valoran las previsiones sobre demanda, consumos, participación en el mercado e ingresos contenidas en la información que acompaña a la propuesta de RD.

2.2 Previsión de demanda y consumos

Demanda en barras de central

En los siguientes cuadros se presentan las previsiones de demanda en barras de central peninsular de los ejercicios tarifarios 2001 y 2002 aportadas por el

Ministerio de Economía, así como las correspondientes estimaciones realizadas por REE.

Se observa que la previsión de cierre más probable para el 2001, realizada a finales del presente año por REE (205, 3 TWh), es menor que la prevista por el Ministerio para la tarifa 2001 (207,6 TWh).

Demanda en barras de central 2001

Escenarios para el año 2001. Información disponible a noviembre de 2000			
Previsiones REE	Superior	Central	Inferior
GWh	211.435	207.848	204.713
Demanda 2001/2000 (%)	8,4%	6,6%	5,0%
Previsión MINECO (tarifa 2001)			
GWh		207.649	
Demanda 2001/2000 (%)		6,5%	

Fuentes: Ministerio de Economía y REE.

Escenario más probable de cierre 2001. Información disponible a noviembre de 2001

Previsiones REE	
GWh	205.322
Demanda 2001/2000 (%)	5,3%

Fuente: REE

En la información aportada por el Ministerio de Economía se presenta una previsión de demanda en barras de central para el año 2002 de 214.693 GWh, lo que representa un crecimiento con respecto a la demanda prevista por el Ministerio de Economía en la tarifa del año 2001 del 3,4% y del 4,6% con respecto al cierre más probable estimado para el 2001.

Demanda en barras de central 2002

**Escenarios para el año 2002.
Información disponible a noviembre de 2001**

Previsiones REE	Superior	Central	Inferior
GWh	216.820	213.946	210.455
Demanda 2002/2001 (%) (1)	5,6%	4,2%	2,5%
Previsión MINECO (tarifa 2002)			
GWh		214.693	
Demanda 2002/2001 (%) (1)		4,6%	
Demanda 2002/2001 (%) (2)		3,4%	

(1) Sobre cierre más probable de REE en 2001

(2) Sobre previsión MINECO tarifa 2001

Fuentes: Ministerio de Economía y REE

REE estima según su escenario denominado central y, teniendo en cuenta una moderación en el ritmo de crecimiento de la actividad económica previsto para el 2002, una demanda en barras de central de 213.946 GWh, lo que supone un crecimiento del 4,2% respecto al cierre más probable de 2001. Esta tasa de crecimiento de demanda en barras de central de REE (escenario central) para el año 2002 es la que la CNE adopta en su escenario tarifario 2002.

Consumos

Según la información que proporciona el Ministerio la demanda peninsular en abonado final prevista para el año 2002 asciende a 197.425 GWh, lo que supone un crecimiento del 3,3% respecto a la previsión de la tarifa 2001.

Por otra parte, la previsión que presenta esta Comisión del consumo de electricidad peninsular de clientes nacionales, esto es, eliminando las exportaciones de energía eléctrica, asciende a 194.739 GWh, lo que conlleva un crecimiento del 4,1% respecto al cierre de consumo esperado para el 2001. Dicha previsión se ha realizado teniendo en cuenta la evolución del consumo de los

distintos grupos tarifarios registrado hasta octubre del año 2001, tanto de clientes a tarifa integral como de clientes a mercado, y considerando los cierres de demanda en barras de central para los años 2001 y 2002 previstos por REE.

El coeficiente medio implícito de pérdidas de la demanda en barras de central respecto al consumo de los clientes nacionales según el escenario de la CNE es un 9,9% para el año 2002, tasa que se supone similar a la del año 2000, último año con información completa disponible de consumos. Este porcentaje es superior al presentado por el Ministerio para el año 2002 (8,7%).

Es importante subrayar que la tasa de crecimiento del consumo de electricidad de clientes nacionales estimado por la CNE para el año 2002 (4,1%) es menor que las registradas en años anteriores, en correspondencia con el escenario de desaceleración económica previsto para el año 2002 tanto para España como para el resto de países del entorno, cuya incidencia en la actividad industrial y en los servicios, tendrá un efecto moderador en la demanda de electricidad de dichas ramas de actividad económica.

Escenario de la CNE cierre 2001 y 2002: Demanda en barras de central, consumos y coeficiente medio de pérdidas

	Demanda en barras central (GWh) (1)	Consumos			Coeficiente medio pérdidas (%) [(1)/(2)]-1
		Clientes nacionales (GWh) (2)	Exportaciones (GWh) (3)	Total (GWh) (4)	
1998	173.020	158.262	569	158.831	9,3%
1999	184.365	168.135	1.754	169.889	9,7%
2000	194.992	177.488	3.668	181.156	9,9%
2001 (p)	205.322	186.972	3.835	190.807	9,8%
2002 (CNE)	213.946	194.740	3.912	198.651	9,9%
2002 (MINECO)	214.693	197.425	n.d.	n.d.	8,7%

Notas:

2001 (p).Previsión demanda b.c. de REE escenario más probable a noviembre de 2001 y consumos previstos CNE.

2002 (CNE).Previsión demanda b. c. de REE escenario central y consumos previstos CNE.

2002 (MINECO).Previsión demanda b. c. y consumos de MINECO.

Fuentes: MINECO, REE y CNE.

En consecuencia, como se puede comprobar en el cuadro anterior, la previsión del consumo peninsular de clientes nacionales para el año 2002 presentada por el Ministerio de Economía supera en 2.686 GWh la previsión de la CNE.

Las diferencias en el consumo de electricidad y su composición por grupos tarifarios estimado por el Ministerio de Economía y por esta Comisión explican la diferencia de ingresos previstos en ambos casos para el año 2002.

2.3 Participación en el mercado

En la documentación aportada por el Ministerio, que acompaña a la propuesta de RD referente a los ingresos del sistema, se indica que el 30,5% del total de la demanda en abonado final irá al mercado en el año 2002.

Esto significa que, como resultado de la previsión de precios de mercado para el 2002, del calendario de elegibilidad vigente (toda la alta tensión es elegible) y de

la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la presente propuesta de RD, el Ministerio estima que el consumo de los clientes que acuden al mercado en el año 2002 asciende a 60.233 GWh, mientras que 137.192 GWh, esto es, el 69,5% restante, permanece acogido a tarifa integral.

Comparando los escenarios de participación en el mercado previstos por el Ministerio en los ejercicios tarifarios del 2001 y del 2002 cabe destacar el menor consumo de los clientes en el mercado, y por tanto, la menor participación en el mercado, en el 2002 respecto a lo previsto en el 2001.

Previsión de participación en el Mercado del MINECO en las Propuesta R.D. 2001 y 2002

	Propuesta R.D. Tarifas 2001		Propuesta R.D. Tarifas 2002		Participación en el Mercado Enero-Agosto 2001
	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema	
Clientes cualificados	62.694	32,8%	60.233	30,5%	30,5%
Clientes a Tarifa	128.416	67,2%	137.192	69,5%	69,5%
Total	191.110	100,0%	197.425	100,0%	100,0%

Fuente: MINECO

Es importante destacar que la participación efectiva en el mercado dependerá de forma esencial del escenario de precios de la energía que se suponga inicialmente para establecer la tarifa eléctrica, así como de las tarifas integrales y de acceso que se vayan a aplicar a los consumidores.

Por otra parte, hay que evaluar si estos consumidores tendrán incentivos reales a salir al mercado, en la medida en que la participación efectiva en el mercado dependerá de la disponibilidad de unos equipos de medida cuyos precios sean

rentables en relación a su facturación eléctrica y de la simplicidad de los procedimientos que tengan que seguir para garantizarse el suministro eléctrico, bien directamente o a través de un comercializador.

Teniendo en cuenta, tanto la evolución de precios de mercado registrada en el año 2001, como la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, esta Comisión ha estimado el escenario de elegibilidad que se muestra en el siguiente cuadro.

Previsión de participación en el Mercado de la CNE. Años 2001 y 2002

	2001		2002	
	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema
Clientes cualificados	57.158	30,6%	60.313	31,0%
Clientes a Tarifa	129.814	69,4%	134.427	69,0%
Total	186.972	100,0%	194.740	100,0%

Fuente: CNE

Cabe destacar que, si bien el consumo nacional previsto por la CNE es inferior al del Ministerio, el consumo de clientes en el mercado es similar al previsto por el Ministerio de Economía para el año 2002 (60.313 GWh *versus* 60.233 GWh).

Para llegar al escenario de participación en el mercado presentado por esta Comisión, se han tenido en cuenta, además, los siguientes aspectos:

- En primer lugar, esta Comisión valora que la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD no va a fomentar significativamente la participación en el mercado de los clientes elegibles en el 2002, en parte, porque aquellas tarifas de acceso que disminuyen respecto a las vigentes son

las de baja tensión (grupos 2.0A y 3.0A), las cuales se aplican a consumidores que no serán elegibles hasta el año 2003 y, en parte, porque los aumentos de las tarifas integrales de la propuesta de RD no son suficientemente significativos para que los consumidores elegibles que permanecen acogidos a tarifas integrales decidan acudir al mercado.

- En segundo lugar, la aplicación del artículo 10 del RD 1164/2001, permite a aquellos clientes que cumplen las condiciones indicadas en dicho artículo, acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales (tarifa de acceso 6.5). Dicha opción ya fue establecida por el RD-L 6/2000, en su artículo 22.

En la medida en que dicha tarifa de acceso es muy inferior a lo que pagarán aquellos clientes que están conectados al mismo nivel de tensión pero que no cumplan las condiciones del artículo 10 del RD 1164/2001, *a priori*, debería suponer un incentivo para que los consumidores que puedan acogerse a la tarifa de acceso 6.5 acudan al mercado.

No obstante, según la información disponible sobre consumos en el 2001, la aplicación de dicho artículo ha tenido efecto, en su mayor parte, sobre clientes que ya estaban en el mercado.

Por tanto, si bien el efecto de los potenciales clientes que cumplen la condición del artículo 10 del RD 1164/2001 es muy importante – el Ministerio estima que 36.311 GWh, lo que supone el 18,4% del total de la demanda en abonado final para el 2002, podría acogerse a la tarifa de acceso 6.5 –, el resultado de una mayor participación efectiva en el mercado de los clientes en tarifa integral que puedan acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales no es significativo. En definitiva, como se analiza en el epígrafe 3.2 del presente informe, la mayor parte de estos clientes tiene un pago de acceso implícito en

sus tarifas integrales inferior al de la tarifa de acceso 6.5 (0,2 PTA/kWh), por lo que no tendrán incentivos económicos a acudir al mercado.

- En tercer lugar, se tiene información referente al colectivo de consumidores cualificados que estaba en el mercado y que ha solicitado, a finales del año 2001, por aplicación de la disposición transitoria única del RD 3490/2000, acogerse a las tarifas integrales THP e interrumpibles, a las que ya estaban acogidos con anterioridad al 31 de diciembre de 1999.

La disposición transitoria primera, puntos 2 y 3, de la propuesta de RD permite a los clientes acogidos a tarifas THP e interrumpibles con anterioridad al 31 de diciembre de 1999 y hasta el 1 de enero de 2007, permanecer acogidos a estas tarifas integrales. Según la información disponible, el efecto del retorno a la tarifa integral de los consumidores que estaban en el mercado supone una menor participación en el mercado respecto al ejercicio 2001, que esta Comisión ha valorado en unos 600 GWh para el año 2002.

El retorno de estos grandes clientes a las tarifas integrales interrumpibles y THP explica que tanto en el escenario de ingresos de la CNE como del Ministerio, el ingreso medio de facturar a los clientes a tarifa integral sea menor que el previsto en el año 2001 y que, por otra parte, el ingreso medio obtenido de facturar a las tarifas de acceso sea más elevado en el 2002 que el previsto en el año 2001.

2.4. Escenario de ingresos por precios regulados

En lo que respecta a los ingresos previstos por el Ministerio para el año 2002 por facturar a los dos colectivos de consumidores, esto es, a mercado y a tarifa integral, el Ministerio estima que de los ingresos totales del sistema, que cifra en 13.457 M€, un 22% provendrá de los clientes cualificados. De los ingresos a obtener de los clientes cualificados, un 29% corresponderá a la facturación por tarifas de acceso, mientras que el resto se destinará a sufragar su coste de energía incluyendo la moratoria nuclear sobre el mismo.

En consecuencia, según las estimaciones del Ministerio, el precio medio del colectivo de consumidores que acuda al mercado, ascenderá a 4,95 cent €/kWh, de los cuales 1,43 cent €/kWh corresponderán al pago por acceso y 3,52 cent €/kWh al coste de la energía.

Facturación prevista de clientes a mercado y a tarifa integral

Propuesta R.D. Tarifas 2002					
	Consumo (GWh)	Ingresos (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Ingresos (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
Clientes cualificados	60.233	495.739	8,23	2.979	4,95
Facturación de Mercado		352.845	5,86	2.121	3,52
Facturación de Acceso		142.894	2,37	859	1,43
Clientes a Tarifa	137.192	1.743.383	12,71	10.478	7,64
Total	197.425	2.239.122	11,34	13.457	6,82

Fuente: MINECO

De todos los ingresos del sistema, según el escenario del Ministerio para el año 2002, los ingresos previstos por precios regulados de la propuesta de RD, esto es, lo que se obtendrá de la facturación por las tarifas integrales a los clientes

acogidos a dicho sistema, como por las tarifas de acceso a los clientes que están en el mercado, asciende a 11.337 M€ (10.478 M€ + 859 M€).

Facturación prevista de los clientes a mercado y a tarifa integral

Previsión CNE 2002					
	Consumo (GWh)	Ingresos (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Ingresos (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
Clientes cualificados	60.313	496.578	8,24	2.984	4,95
Facturación de Mercado		351.208	5,82	2.111	3,50
Facturación de Acceso		145.370	2,41	874	1,45
Clientes a Tarifa	134.427	1.717.934	12,78	10.325	7,68
Total	194.740	2.214.512	11,37	13.309	6,83

Fuente: CNE

Dado que la Comisión estima, por una parte, una menor demanda en abonado final y, por otra parte, un desglose del consumo entre grupos tarifarios diferente que el Ministerio de Economía, se observa una discrepancia entre los ingresos estimados por ambos. En particular, los ingresos previstos al aplicar las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD por esta Comisión (11.199 M€) son menores en unos 138 M€ que los del Ministerio.

Estos ingresos previstos por facturar a las tarifas integrales y a las tarifas de acceso de la propuesta, son los que estarán sujetos a la liquidación de los costes de las actividades reguladas, esto es, servirán para retribuir la actividad del transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, los permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y el coste de generación de clientes a tarifa integral.

2.5. Escenario de ingresos y costes regulados del Ministerio de Economía para el año 2002

Si bien en el epígrafe 4 del presente informe se analizan en detalle algunos conceptos de coste de la propuesta de RD, en el presente epígrafe se compara la previsión de la facturación por tarifas de acceso e integrales junto con la cuantía de los costes regulados, esto es, del transporte, distribución, gestión comercial con cargo a distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y el coste de generación de clientes a tarifa integral (incluyendo la moratoria nuclear correspondiente) estimados por el Ministerio para el año 2002.

Se considera que el ejercicio tarifario debe realizarse comparando los ingresos por facturar tarifas integrales y de acceso con los costes regulados, según un escenario de elegibilidad previsto, en la medida en que este marco es el que se adapta al de liquidaciones de las actividades reguladas.

Escenario Ministerio de Economía 2002: Costes regulados e Ingresos por facturar tarifas de acceso e integrales

Costes Regulados	%/PTA/kWh	GWh	MPTA	M€
Costes de Acceso			923.361	5.550
<i>Transporte</i>			105.649	635
<i>Distribución</i>			449.371	2.701
<i>Gestión comercial por clientes acceso</i>			42.573	256
Costes permanentes			119.203	716
<i>Cuotas</i>			38.365	231
Compensación extrapeninsulares			33.480	201
Operador del Sistema			1.700	10
Operador del Mercado			1.700	10
Comisión Nacional de Energía (tasa)			1.485	9
<i>CTC</i>			80.838	486
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento			53.566	322
<i>Cuotas</i>			20.879	125
Stock básico del uranio			-	-
2ª parte del ciclo de combustible nuclear			18.079	109
Interrumpibilidad, Régimen especial y CC			2.800	17
<i>Moratoria sobre facturación acceso</i>	3,54%		32.687	196
<i>Prima régimen especial</i>			153.909	925
<i>Ingresos por Exportaciones</i>			- 910	- 5
Coste de Generación de Clientes a tarifa Integral			962.469	5.785
Coste de Energía			928.397	5.580
Consumo a tarifa integral		137.192		
Pérdidas Tarifa integral	10,0%			
Demanda bc de clientes a tarifa integral		150.911		
PM Final de clientes a tarifa integral	6,15			
<i>Moratoria Nuclear sobre facturación generación tarifa integral</i>	3,54%		34.072	205
Coste de Gestión Comercial de clientes a tarifa integral			-	-
TOTAL COSTES REGULADOS			1.885.829	11.334

Ingresos Regulados	%/ PTA/kWh	GWh	MPTA	M€
Por Clientes a Tarifa Integral	12,71	137.192	1.743.383	10.478
Por Clientes a Mercado	2,37	60.233	142.894	859
Participación en el mercado	30,5%			
TOTAL INGRESOS REGULADOS	9,55	197.425	1.886.277	11.337

DIFERENCIA ENTRE INGRESOS Y COSTES REGULADOS			448	3
---	--	--	------------	----------

Fuente: MINECO

Nota: se suponen pérdidas de clientes a tarifa integral del 10% (CNE).

De la información que acompaña la propuesta de RD, se concluye que la previsión del Ministerio sobre costes totales regulados es de 11.334 M€ (1.885.829 MPTA), desglosados en:

- 5.550 M€ (923.361 MPTA) de costes de acceso
- 5.785 M€ (962.469 MPTA) de costes de generación de clientes a tarifa, de los cuales 205 M€ (34.072 MPTA) es el coste de moratoria nuclear.

No se incluye ninguna cantidad de coste de gestión comercial de clientes a tarifa integral debido a que, si bien el RD 1164/2001 define únicamente como coste de acceso el correspondiente a los clientes en el mercado¹, en la información que acompaña la propuesta del Ministerio la totalidad del coste de gestión comercial a distribuidores se incluye como coste de acceso.

Se ha tenido en cuenta como un menor coste de acceso del sistema aquellos ingresos procedentes de las exportaciones previstos por el Ministerio para el 2002. Esto supone que el coste total con cargo a tarifas de acceso asciende a 5.550 M€ (923.361 MPTA), es decir, 5.555 M€ (924.271 MPTA) menos 5 M€ (910 MPTA) por exportaciones. Dichos ingresos son obtenidos de aplicar la tarifa de acceso 6.5 de la Propuesta de RD. No obstante, en aplicación del contenido del acuerdo de ETSO sobre compensación de costes por la utilización de redes y transacciones transfronterizas, el pago a imputar por las exportaciones asciende a 1 €/MWh (0,17 PTA/kWh) en lugar de la tarifa de acceso de seis periodos tarifarios (0,2 PTA/kWh) que, según el artículo 6.4 del RD 1164/2001, se aplicaría a las exportaciones. (Véase punto 5.1 del presente informe).

¹ El artículo 2 del RD 1164/2001 especifica como coste que incluirá las tarifas de acceso los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.

El cuadro anterior muestra los distintos conceptos de costes regulados (11.334 M€ en total) y la cifra estimada de ingresos a obtener por las tarifas de acceso e integrales de la propuesta de RD (11.337 M€), según los datos previstos por el Ministerio para el año 2002.

Si bien todo ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, lógicamente se debe considerar el escenario más realista posible de los ingresos y costes del sistema. En este sentido, para que las tarifas (integrales y de acceso) que establezca el Ministerio permitan recuperar todos los costes regulados, esta Comisión considera que el escenario tarifario del Ministerio debería incluir los siguientes aspectos.

1. El precio medio de generación de los clientes a tarifa integral implícito en el escenario tarifa 2002 del Ministerio de Economía es de 6,15 PTA/kWh², dato inferior al registrado en los dos últimos años (6,9 PTA/kWh en el año 2000 y 6,47 PTA/kWh enero- noviembre de 2001).

Precio medio horario final de los distribuidores (PTA/kWh y Cent€/kWh)

AÑO	PTA/kWh	Cent€/kWh
1998	5,87	3,53
1999	6,14	3,69
2000	6,91	4,15
Enero - Noviembre 2001	6,47	3,89

Fuente: OMEL

² Datos del MINECO tarifa 2002:

- Energía en consumo de clientes en tarifa integral = 137.192 GWh.
- Energía en b.c. de clientes a tarifa integral = 150.911 GWh (pérdidas 10%).
- Coste de generación imputado a clientes a tarifa integral = 928.397 MPTA, resultado de:
 - Coste de producción (1.423.087 MPTA)
 - Prima del Régimen Especial (153.909 MPTA)
 - Coste de generación de clientes a mercado (340.781 MPTA)
 = Coste de generación imputado a clientes a tarifa integral (928.397 MPTA)

Precio medio de generación de clientes a tarifa integral =(928.397 MPTA/150.911GWh) 6,15 PTA/kWh.

Esta Comisión considera, a la vista de los datos registrados en los dos últimos años, que la mejor previsión del precio medio de la generación de los clientes a tarifa integral para el año 2002 está en el entorno de las 6,3 PTA/kWh y las 6,4 PTA/kWh. Esta apuesta del precio medio de generación de los clientes a tarifa integral acorde con los datos registrados en los dos últimos años, supone un mayor coste de generación de clientes a tarifa integral respecto a la previsión inicial del Ministerio entre 139 M€ y 233 M€ (23.297 MPTA y 38.808 MPTA), dependiendo del precio medio considerado (6,3 PTA/kWh y 6,4 PTA/kWh, respectivamente).

Es importante señalar que el precio medio de generación de clientes a tarifa integral es superior al precio de mercado debido, fundamentalmente, a la mayor imputación del pago de garantía de potencia a estos clientes respecto a los cualificados. La discriminación en la imputación del pago por garantía de potencia a los consumidores de tarifa integral respecto a los clientes en el mercado es un aspecto que ha sido criticado en sucesivos informes de la CNE. Esta Comisión, considera que se deben aplicar los mismos pagos por garantía de potencia a todos los consumidores, independientemente de que los clientes estén acogidos a tarifa integral o que acudan a mercado, incluso, si su energía corresponde a contratos bilaterales.

2. Según la CNE, la prima del régimen especial es superior a la prevista por el Ministerio en 12 M€ (2.029 MPTA). Este mayor coste está explicado en detalle en el epígrafe 4.7.3 del presente informe.
3. Los costes de distribución y gestión comercial a distribuidores propuesto por el Ministerio para el año 2002 se obtiene de aplicar una tasa de crecimiento de la demanda en barras de central del 3,3%, si bien dicha tasa calculada sobre la mejor previsión de cierre de demanda en barras de central para el año 2001 es superior (4,2%). La aplicación de dicha tasa de crecimiento supone un mayor

coste sobre el escenario inicial del Ministerio de 8 M€ (1.315 MPTA). Este mayor coste de distribución y gestión comercial estimado por la CNE, junto con el efecto sobre la retribución en la distribución de la disminución de los precios de contadores, son explicados en detalle en el epígrafe 4.3 y 4.4 del presente informe.

Estos aspectos considerados por la CNE suponen unos mayores costes respecto a los previstos por el Ministerio para el año 2002, de 253 M€ (42.038 MPTA), lo cual, de no introducir variaciones tarifarias añadidas a las de la propuesta de RD, supondría que la previsión inicial del Ministerio de los CTC tecnológicos por diferencias de 360 M€ (59.838 MPTA), quedaría reducida en 106 M€, (17.686 MPTA). Es decir, todos estos factores considerados por la CNE explican la falta de ingresos inicialmente para llegar a compensar los CTC máximos previstos en la propuesta de RD.

Según la previsión de consumos de la CNE, los ingresos regulados ascenderían a 11.199 M€, lo que supone 138 M€ menos que los ingresos previstos por el Ministerio para el año 2002. En resumen, según la previsión de la CNE sobre los ingresos a facturar por las tarifas integrales y de acceso de la propuesta - cifra inferior a la prevista por el Ministerio para el año 2002 - y corrigiendo los costes regulados por los factores mencionados anteriormente, los CTC tecnológicos por diferencias podrían ascender a -32 M€ (-5.287 MPTA).

Previsión de los CTC tecnológicos por diferencias escenario Propuesta RD y CNE

	MPTA	M€
1. CTC máximos (Propuesta RD)	80.838	486
1.1 Stock de carbón	338	2
1.2 Prima implícita carbón autóctono	38.174	229
1.3 Reducción prima decisión CE 27/7/01	-2.902	-17
1.4 Descuento por imputar CTC a energía importada países UE	-14.611	-88
1.5 Resto CTC tecnológicos por diferencias	59.838	360
2. Mayores costes previstos CNE	42.152	253
2.1 Retribución a la Distribución y Gestión Comercial a distribuidores (*)	1.315	8
2.2 Prima Régimen Especial	2.029	12
2.3 Coste de generación clientes a tarifa integral (6,4 PTA/kWh)	38.808	233
3. Menores ingresos previstos CNE	22.973	138
* CTC corregidos por mayores costes CNE (1.5 - 2)	17.686	106
* CTC corregidos mayores costes y menores ingresos CNE (1.5 - 2 - 3)	-5.287	-32

(*) No se ha imputado el efecto de la mayor retribución a la distribución por la merma de ingresos por alquiler de equipos de medida, estimado en 14.000 MPTA (Véase epígrafe 4.3 y 4.4).

Por último, del importe de CTC que se estima para el año 2002, se deberá descontar la parte de la prima del carbón autóctono correspondiente al año 2000 no pagada en el año 2001, en la medida que no haya ingresos suficientes para que sean liquidados durante el 2001.

3. VARIACIONES DE LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE LAS TARIFAS DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE RD

3.1. Principales cambios introducidos en la propuesta de RD

La propuesta de RD introduce las siguientes variaciones en las tarifas integrales del RD 3490/2000:

- Mantenimiento de las tarifas integrales de baja tensión y potencia inferior a 15 kW, denominadas 1.0, 2.0 y 2.0 N.
- Subida de un 0,5% de las tarifas D.
- Subida del 1% en el resto de tarifas integrales en baja, media y alta tensión.

Como consecuencia de estas modificaciones en las tarifas integrales, la variación promedio de las tarifas para la venta de energía eléctrica es de un 0,41% de aumento respecto al año 2001, lo que en términos de ingresos supone 43 M€ (7.127 MPTA) más que lo que se obtendría de mantener las tarifas del RD 3490/2000.

Por otra parte, la propuesta de RD introduce unos nuevos precios de tarifas de acceso, en correspondencia con la estructura que establece el RD 1164/2001. Comparando las tarifas de acceso de la propuesta de RD respecto de las del RD 2820/1998, según la composición de consumos previstos por esta Comisión y realizando la comparación en términos de facturación media debido a las diferentes estructuras tarifarias, se concluye que la propuesta de RD introduce las siguientes variaciones:

- Reducción de las tarifas de acceso en baja tensión 3.0A (-13,2%) y 2.0A (-8,7%) y subida en el grupo tarifario 2.0 NA (8,3%). No obstante, es importante señalar que dichas variaciones no tendrán efecto - actualmente

no hay más de 60 GWh de consumo de baja tensión en el mercado - en el año 2002, debido a que los consumidores de baja tensión no serán elegibles hasta el 2003.

- Subida de la tarifa de acceso 6.1 de media tensión de seis periodos tarifarios (4,2%) y bajada en la tarifa de acceso de media tensión de tres periodos 3.1 A (-7,2%).
- Mantenimiento de las tarifas de acceso de alta tensión.
- Introducción de pagos por energía reactiva en las tarifas de acceso.
- Tarifas de acceso aplicables a importaciones 8,24% inferiores a las tarifas de acceso generales.

Diferencias % entre tarifas de acceso RD 2820/1998 y propuesta de RD

Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	% variac. Propuesta RD sobre RD 2820/98
2.0 A	51.717	-8,7%
2.0 NA	8.363	8,3%
3.0 A	29.702	-13,2%
3.1 A	4.540	-7,2%
6.1	53.763	4,2%
6.2	9.193	0,0%
6.3	3.385	0,0%
6.4	854	0,0%
6.5		
NT1	1.420	0,0%
NT2	6.877	0,0%
NT3	10.319	0,0%
NT4	13.742	0,0%
Total	193.875	-6,7%

(*) Consumo en abonado final excluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS. Previsión CNE 2002.

Como consecuencia de aplicar las tarifas de acceso e integrales de la propuesta de RD, según el escenario de elegibilidad previsto para el año 2002, el Ministerio presenta una variación del ingreso medio del sistema un 0,32% superior que la del año 2001.

Evolución del ingreso medio del sistema y de la tarifa integral

	Variación del ingreso medio sistema %	Variación promedio Tarifa integral %
1996 (RD 2204/95)	0,00	0,00
1997 (RD 2657/96)	-3,00	-3,00
1998 (RD 2657/96)	-3,63	-3,63
1999 (RD 2821/98/RD-L 6/99)	-5,57	-3,20
2000 (RD 2066/99)	-4,85	-1,00
2001 (RD 3490/00)	-1,52	-2,22
2002 (Propuesta RD)	0,32	0,41
Tasa acumulada (2002/96)	-17%	-12%

Variación Ingreso medio sistema=Facturación media sistema año t / Facturación media sistema año t-1

Variación tarifa integral=Facturación media de los clientes que estarán a tarifa integral en el año t a las tarifas integrales año t / Facturación media de clientes que estarán a tarifa integral en el año t a las tarifas integrales del año t-1

3.2. Valoración de los precios regulados incluidos en la propuesta

Según el escenario de elegibilidad plena (todos los consumidores de electricidad están en el mercado), y considerando la previsión de consumos de la CNE para el año 2002, con las tarifas de acceso de la propuesta de RD no se recuperarían todos los costes de acceso que prevé el Ministerio para el 2002. Esto es, la facturación por tarifas de acceso de todos los consumidores eléctricos asciende a 5.249 M€ frente a los costes de acceso necesarios (5.550 M€).

Escenario de elegibilidad plena Año 2002:
Facturación de acceso de todos los consumidores del sistema según RD 2820/1998,
propuesta RD y Propuesta CNE.

Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	Facturación Acceso (MPTA)			Facturación Acceso (M€)		
		RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE	RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE
2.0 A	51.717	467.246	426.594	487.891	2.808,2	2.563,9	2.932,3
2.0 NA	8.363	46.596	50.470	44.173	280,0	303,3	265,5
3.0 A	29.702	226.857	196.880	184.289	1.363,4	1.183,3	1.107,6
3.1 A	4.540	23.108	21.451	12.713	138,9	128,9	76,4
6.1	53.763	136.265	142.033	129.507	819,0	853,6	778,4
6.2	9.193	20.097	20.097	14.250	120,8	120,8	85,6
6.3	3.385	6.657	6.657	4.603	40,0	40,0	27,7
6.4	854	2.015	2.015	930	12,1	12,1	5,6
6.5							
NT1	1.420	344	344	1.876	2,1	2,1	11,3
NT2	6.877	1.489	1.489	6.777	9,0	9,0	40,7
NT3	10.319	2.298	2.298	9.351	13,8	13,8	56,2
NT4	13.742	2.956	2.956	5.713	17,8	17,8	34,3
Total	193.875	935.927	873.285	902.074	5.625,0	5.248,5	5.421,6

(*) Consumo en abonado final excluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS. Previsión CNE 2002.

En la propuesta de metodología de la CNE, según la cual se asignan los costes de acceso entre todos los suministros³ - a tarifa y a mercado - para establecer las tarifas de acceso, se recupera la totalidad de los costes de acceso previstos para el año 2002, esto es 5.422 M€. Es decir, como principio básico de la metodología de la CNE, las tarifas son el resultado de asignar los costes según unos criterios de reparto que se hacen explícitos.

³ Todos los costes de acceso previstos por el Ministerio para el año 2002, descontando los ingresos procedentes de exportaciones 5 M€ y 128 M€ de gestión comercial no imputable a tarifa integral.

Escenario de elegibilidad plena Año 2002:

**Facturación media de acceso de todos los consumidores del sistema según RD 2820/1998,
propuesta RD y Propuesta CNE.**

Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	Precio Medio Acceso (PTA/kWh)			Precio Medio Acceso (Cent €/kWh)		
		RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE	RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE
2.0 A	51.717	9,03	8,25	9,43	5,43	4,96	5,67
2.0 NA	8.363	5,57	6,03	5,28	3,35	3,63	3,17
3.0 A	29.702	7,64	6,63	6,20	4,59	3,98	3,73
3.1 A	4.540	5,09	4,72	2,80	3,06	2,84	1,68
6.1	53.763	2,53	2,64	2,41	1,52	1,59	1,45
6.2	9.193	2,19	2,19	1,55	1,31	1,31	0,93
6.3	3.385	1,97	1,97	1,36	1,18	1,18	0,82
6.4	854	2,36	2,36	1,09	1,42	1,42	0,66
6.5							
NT1	1.420	0,24	0,24	1,32	0,15	0,15	0,79
NT2	6.877	0,22	0,22	0,99	0,13	0,13	0,59
NT3	10.319	0,22	0,22	0,91	0,13	0,13	0,54
NT4	13.742	0,22	0,22	0,42	0,13	0,13	0,25
Total	193.875	4,83	4,50	4,65	2,90	2,71	2,80

(*) Consumo en abonado final excluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS. Previsión CNE 2002.

De la comparación, en términos de precios medios, entre las tarifas de acceso de la propuesta de RD y las de la metodología CNE, se concluye que la asignación de costes de acceso de la propuesta de RD es muy distinta a la obtenida de aplicar la metodología de la CNE. Los aspectos a destacar son los siguientes.

- El ingreso medio por facturar a todos los consumidores en el mercado es superior en el caso de aplicar las tarifas de acceso de la CNE que las de la propuesta de RD.
- Para los clientes de baja tensión, las tarifas de acceso de la propuesta de RD atribuyen un menor coste de acceso a los más pequeños (2.0 A) que las tarifas de acceso de la propuesta CNE. Por el contrario, las tarifas de acceso de la propuesta en baja tensión de clientes 2.0 NA y 3.0 A, atribuyen más coste de acceso que las de la propuesta CNE.
- Para los clientes de alta tensión (> 1 kV) que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, la propuesta de RD establece tarifas de acceso 6.5 muy inferiores respecto a las de la propuesta CNE.
- Análogamente, para los consumidores de alta tensión que no cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, las tarifas de acceso de la propuesta de RD son superiores que las de la propuesta CNE.

En opinión de esta Comisión las tarifas de acceso deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. La aplicación de la tarifa 6.5 a los suministros que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, independientemente del nivel de tensión al que están conectados, supone no imputarles la totalidad de sus costes por el uso de las redes y, por tanto, imputárselo a otros clientes a quienes no corresponde.

Esta Comisión considera que el fomento del acceso de los clientes elegibles al mercado debe procurarse mediante el desarrollo del mercado competitivo de generación y el fortalecimiento de las conexiones internacionales, que permita a los consumidores nacionales optar por otros mercados del entorno europeo, y no mediante la aplicación de unas tarifas de acceso que no reflejen costes.

Según la información disponible, 32.258 GWh, lo que supone un 16% del consumo estimado por la CNE para el 2002 y el 31% del consumo de alta tensión podría acogerse, por cumplir los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, a la tarifa de acceso 6.5. Sin embargo, en la actualidad, la mayor parte de los clientes de alta tensión que podría acogerse a la tarifa de acceso 6.5, no ha acudido al mercado, debido a que están pagando tarifas integrales muy reducidas, lo que supone, en la mayor parte de los casos, que los pagos de acceso implícitos en dichas tarifas integrales (descontando de la tarifa integral los correspondientes costes de generación y de gestión comercial de clientes a tarifa integral) son negativos.

La propuesta de RD mantiene dos estructuras de precios regulados - tarifas integrales y de acceso – muy diferentes. A continuación se comparan los pagos de acceso que dicha propuesta está imputando a los clientes a tarifa integral y a mercado, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2002. Los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales se calculan descontando de las tarifas integrales de la propuesta de RD, el coste de generación, de gestión comercial de clientes a tarifa y la moratoria nuclear correspondiente.

En este análisis se ha considerado un escenario de precios de mercado correspondiente al año 2001 y los pagos de garantía de potencia del RD-L 6/2000. Se observan las siguientes distorsiones en el sistema de tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD.

Precios medios de acceso (PTA/kWh) de clientes acogidos a tarifa integral en el 2002

Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	Tarifa Integral (PTA/kWh)		Tarifa de Acceso (PTA/kWh)
		Tarifa Integral (Propuesta RD)	Pagos de Acceso implícitos en tarifas integrales	Propuesta R.D.
2.0 A	51.717	17,35	8,36	8,25
2.0 NA	8.363	10,89	4,56	6,03
3.0 A	29.648	15,85	9,13	6,63
Total BT	89.728	16,26	8,26	7,51
3.1 A	4.540	12,59	6,49	4,72
6.1	5.907	8,20	2,56	2,97
6.2	2.974	7,10	1,68	2,06
6.3	1.702	5,87	0,54	1,60
6.4	378	6,69	1,22	2,10
6.5				
NT1	862	5,66	0,35	0,21
NT2	5.920	4,43	-0,87	0,21
NT3	9.405	4,32	-0,86	0,22
NT4	12.698	4,08	-0,99	0,22
Total AT	44.385	5,92	0,57	1,24
Total	134.113	12,83	5,72	5,43

(*) Consumo en abonado final de clientes a tarifa integral incluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS.
Previsión CNE 2002.

Precios medios de acceso (cent€/kWh) de clientes acogidos a tarifa integral en el 2002

Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	Tarifa Integral (Cent €/kWh)		Tarifa de Acceso (Cent €/kWh)
		Tarifa Integral (Propuesta RD)	Pagos de Acceso implícitos en tarifas integrales	Propuesta R.D.
2.0 A	51.717	10,43	5,02	4,96
2.0 NA	8.363	6,55	2,74	3,63
3.0 A	29.648	9,53	5,49	3,99
Total BT	89.728	9,77	4,96	4,51
3.1 A	4.540	7,57	3,90	2,84
6.1	5.907	4,93	1,54	1,79
6.2	2.974	4,26	1,01	1,24
6.3	1.702	3,53	0,32	0,96
6.4	378	4,02	0,73	1,26
6.5				
NT1	862	3,40	0,21	0,13
NT2	5.920	2,66	-0,52	0,13
NT3	9.405	2,60	-0,52	0,13
NT4	12.698	2,45	-0,60	0,13
Total AT	44.385	3,56	0,34	0,74
Total	134.113	7,71	3,44	3,26

(*) Consumo en abonado final de clientes a tarifa integral incluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS.
Previsión CNE 2002.

- La facturación media por acceso de los clientes acogidos a tarifa integral en el año 2002, si se les aplica las tarifas integrales de la propuesta de RD, es superior a la facturación media por acceso de dichos clientes si se les aplica las tarifas de acceso de la propuesta (3,44 cent €/kWh y 3,26 cent €/kWh, respectivamente).
- Los precios medios de acceso por grupos tarifarios son muy diferentes en el caso de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso.

- Ciertos clientes de alta tensión se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y los costes de generación, de gestión comercial a tarifa integral y moratoria nuclear correspondiente) pagos de acceso negativos. Es decir estos clientes, no sólo no pagan nada por acceso a redes sino que otros consumidores están pagando, además, una parte de sus costes de generación. Es destacable el caso de los clientes en tarifas integrales de alta tensión G4, interrumpibles de larga utilización y la mayor parte de las THP. Cabe destacar que la magnitud de estos pagos de acceso negativos dependerá de la senda de precios de mercado considerado.
- Por el contrario, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de RD. Este efecto es aún mayor si se comparan los pagos implícitos de acceso de la propuesta de RD y las tarifas de acceso de la propuesta CNE. Los casos más significativos son en baja tensión las tarifas 3.0 y 4.0, en media tensión las tarifas no interrumpibles. En resumen, son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y que, por tanto, una vez que son elegibles tendrán más incentivos a acudir al mercado.
- Se considera muy positivo el contenido de la disposición transitoria primera, punto 3, de la Propuesta de RD sobre incompatibilidad del contrato interrumpible y el contrato de suministro adicional cuando se aplica interrumpibilidad.

Se considera, por tanto, que las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD no mitigan las distorsiones entre ambas estructuras de precios regulados respecto a las tarifas anteriores, ni reflejan las recomendaciones de la Propuesta de tarifas de acceso CNE.

En opinión de esta Comisión, como se indicó en la propuesta de metodología de tarifas de acceso, las distorsiones que subyacen en el sistema tarifario actual hacen necesario introducir, ya mismo, modificaciones en la estructura tarifaria vigente que se vayan ajustando, de forma paulatina, hacia los valores de la propuesta de la CNE a lo largo de un periodo transitorio (2007).

Si bien la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a redes de la CNE establece un procedimiento para asignar los costes regulados y determinar las tarifas de acceso, se dejaron aparte los aspectos referentes a la determinación de los niveles de los costes regulados y que, en opinión de esta Comisión, deberían ser tenidos en cuenta en un desarrollo regulatorio futuro. A continuación se pasa revista a dichos aspectos.

4. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2002.

4.1 Intercambios internacionales

Como en años anteriores, la CNE ha solicitado informe a REE sobre el coste de los contratos internacionales gestionados por dicha empresa. REE ha aportado una estimación sobre dicho concepto de coste basada en hipótesis sobre energía intercambiada, precios unitarios y utilización de cada uno de los contratos, información que acompaña su informe.

El efecto total neto previsto para la tarifa eléctrica 2002, es el resultado de restar al total de costes previstos del contrato de importación de EDF los previsibles ingresos de los contratos de suministro a EDF y ONE, y asciende a 24.588 MPTA. Esta cifra resulta de prever una energía intercambiada de 3.745 GWh y un precio medio de 6,57 PTA/kWh, cuando en el año 2001 la previsión fue de 5,22 PTA/kWh. Dicha variación se justifica fundamentalmente en un incremento del coste contrato de importación con EDF, del 9% (+1.869 MPTA) en el pago “fijo” y del 13% (de 1,82 PTA/kWh a 2,06 PTA/kWh) en el pago “variable”.

El Ministerio de Economía en la información que acompaña la propuesta de tarifa eléctrica para 2001 presenta la misma energía y el mismo importe total.

4.2 La retribución del transporte

La determinación de la retribución de la actividad de transporte se basa en lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Para obtenerla es preciso establecer una serie de hipótesis sobre el valor de los parámetros que son relevantes para el cálculo de las tres partidas de coste que componen los ingresos de esta actividad: a) el coste acreditado al transporte (actualización del valor correspondiente a 1998), b) el coste por nuevas inversiones puestas en servicio desde 1998 y c) el incentivo a la disponibilidad.

En la propuesta de Real Decreto que se informa la retribución de la actividad de transporte asciende a 634.965 miles de euros para el año 2002, de los cuales 371.792 miles de euros corresponden a REE y 263.173 miles de euros corresponden al resto de empresas transportistas. Dichas cifras son levemente superiores a los **633.263** miles de euros calculados por la Comisión en aplicación del referido Real Decreto 2819/1998, de los cuales **369.725** miles de euros

corresponden a REE y **263.538** miles de euros corresponden al resto de las empresas. El cuadro siguiente contiene el desglose de los ingresos por los tres conceptos de coste contemplados en el citado Real Decreto 2819/1998. Los mismos se han calculado a partir de la información suministrada por las empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 1998, 1999, 2000 y 2001, y con el escenario de parámetros que se recoge a continuación.

Retribución para la actividad de transporte

Retribución de la actividad de transporte según el R.D. 2819/1998 (MPTA)					
	1998	1999	2000	2001	2002
Coste acreditado 1998	84.397	86.001	88.581	90.352	91.256
Nuevas inversiones		1.924	3.093	6.139	12.904
Inversiones 1998		1.924	1.982	2.021	2.412
Inversiones 1999			1.112	1.134	1.339
Inversiones 2000				2.984	3.186
Inversiones 2001					5.967
Incentivo			457	1.282	1.207
Disponibilidad					
TOTAL	84.397	87.925	92.131	97.773	105.366

Fuente: Elaboración Propia

Retribución de la actividad de transporte según el R.D. 2819/1998 (miles de euros)					
	1998	1999	2000	2001	2002
Coste acreditado 1998	507.236	516.874	532.380	543.027	548.458
Nuevas inversiones		11.564	18.591	36.895	77.553
Inversiones 1998		11.564	11.910	12.149	14.497
Inversiones 1999		0	6.681	6.814	8.045
Inversiones 2000		0	0	17.932	19.146
Inversiones 2001		0	0	0	35.865
Incentivo		0	2.747	7.705	7.252
Disponibilidad					
TOTAL		528.437	553.718	587.627	633.263

Fuente: Elaboración Propia

Parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte

Parámetros	1998	1999	2000	2001	2002
IPC (*)	1,40%	2,90%	4,00%	3,00%	2,00%
X	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Y	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Tasa Retribución (**)	6,37%	5,25%	3,94%	5,38%	5,25%
Disponibilidad objetivo	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
K	1	1	1	1	1

(*) Fuente: MINECO e INE

(**) Fuente: MINECO y BCE

Con la finalidad de aunar criterios de cara a los cálculos necesarios para el establecimiento de la tarifa eléctrica para el 2002, la Dirección General de Política Energética y Minas ha fijado los valores de los parámetros macroeconómicos a utilizar para los años 2000, 2001 y 2002, que aparecen en la tabla anterior. Del mismo modo y aunando criterios con los valores anteriores, para los años 1998 y 1999, se han utilizado los valores del MIBOR a tres meses, publicados por el BCE para el cálculo de la tasa de retribución y los valores del IPC definitivos publicados por el INE.

La retribución propuesta arroja un incremento de costes del 8,84 % respecto a la establecida en el Real Decreto de tarifas del año 2001.

Cabe destacar, respecto a las cuantías de los años anteriores, que se han modificado los parámetros macroeconómicos de partida, por lo que las cuantías ahora resultantes no coinciden con las aprobadas en los sucesivos Reales Decretos de Tarifas.

Así mismo, en las cuantías de los años anteriores se han considerado, no las instalaciones declaradas como puestas en servicio en su momento, sino las que realmente entraron en servicio en cada ejercicio en base a las auditorias disponibles.

A este respecto, en el cuadro siguiente se recogen las diferencias observadas entre las cantidades asignadas a la actividad de transporte en las tarifas de los sucesivos ejercicios y las que se derivarían de la aplicación literal del mencionado Real Decreto 2819/1998, una vez disponibles los parámetros definitivos y las instalaciones puestas en servicio de cada ejercicio.

Diferencias entre la retribución del transporte reconocida en las tarifas y la obtenida por aplicación del R.D. 2819/1998

Retribución de la actividad de transporte (MPTA)					
	1998	1999	2000	2001	2002
Aplicación R.D. 2819/98	84.397	87.925	92.131	97.773	105.366
Reconocido R.D. Tarifas	84.397	86.760	91.536	96.809	108.090
Diferencia	0	-1.165	-595	-964	2.723
Diferencia acumulada	0	-1.165	-1.759	-2.723	0

Fuente: Elaboración propia.

Retribución de la actividad de transporte (miles de euros)					
	1998	1999	2000	2001	2002
Aplicación R.D. 2819/98	507.236	528.437	553.718	587.627	633.263
Reconocido R.D. Tarifas	507.236	521.438	550.142	581.834	649.631
Diferencia	0	-6.999	-3.575	-5.794	16.368
Diferencia acumulada	0	-6.999	-10.574	-16.368	0

Fuente: Elaboración propia.

Puede observarse que, entre las cantidades que se derivan del Real Decreto 2819/1998 y las recogidas en los Reales Decreto de Tarifas de cada año, existe un déficit acumulado, desde el ejercicio 1998, de 16.368 miles de euros. Por tanto, si se decidiese corregir esta situación, en las tarifas del ejercicio 2002 habría que establecer una cantidad de 649.631 miles de euros para la actividad de transporte. Sin embargo, no se estima pertinente realizar esta corrección ya que, como se verá más adelante, en el Real Decreto 2819/1998 existen una serie de incorrecciones e inconcreciones que aconsejan no tomar en estos momentos dicha decisión. Cabe adelantar que en el cálculo de la retribución total del transporte no se tienen en cuenta, en la actualidad, los cierres de instalaciones que se hayan producido desde 1998, ni el agotamiento de la vida útil de las instalaciones. En un apartado posterior se ofrece una reflexión sobre las consecuencias de no incorporar en el cálculo de los costes de transporte el cierre y la prolongación de la vida útil de las instalaciones.

El grueso de la retribución de la actividad de transporte en el año 2002, un 86,61 %, corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, representando las nuevas inversiones desde 1998 un 12,24 % y el incentivo de disponibilidad un 1,15 %.

En el cuadro siguiente se muestra la retribución de la actividad de transporte correspondiente a cada empresa por aplicación del Real Decreto 2819/1998.

Retribución del transporte por empresas s/ R.D. 2819/1998 (MPTA)

Retribución actividad transporte por empresas s/ el R.D. 2819/1998 (MPTA)					
	1988	1999	2000	2001	2002
TOTAL	84.397	87.925	92.131	97.888	105.366
REE	51.121	53.201	55.727	58.781	61.517
IB	13.197	13.702	14.150	14.733	15.529
UEF	4.258	4.388	4.915	5.670	8.165
HC	425	433	446	452	456
G. ENDESA	15.396	16.200	16.894	18.253	19.699
SEVILLANA	5.292	5.439	5.674	5.901	6.656
FECSA-ENHER	7.325	7.688	7.948	8.313	9.150
ERZ	1.063	1.302	1.432	1.753	1.816
E. VIESGO	813	852	892	947	1.082
T. EBRO	903	920	948	967	995

Fuente: Elaboración propia.

Retribución actividad transporte por empresas s/ el R.D. 2819/1998 (miles de euros)					
	1988	1999	2000	2001	2002
TOTAL	507.236	528.437	553.718	588.322	633.263
REE	307.243	319.746	334.926	353.280	369.726
IB	79.316	82.351	85.041	88.546	93.334
UEF	25.591	26.372	29.538	34.080	49.070
HC	2.554	2.603	2.681	2.716	2.743
G. ENDESA	92.532	97.364	101.532	109.700	118.391
SEVILLANA	31.806	32.690	34.103	35.463	40.001
FECSA-ENHER	44.024	46.203	47.768	49.965	54.993
ERZ	6.389	7.823	8.604	10.533	10.914
E. VIESGO	4.886	5.118	5.361	5.693	6.502
T. EBRO	5.427	5.530	5.696	5.810	5.981

Fuente: Elaboración propia.

A este respecto, dado que el esfuerzo inversor ha sido muy distinto en los últimos años, se estima conveniente señalar que, en el Real Decreto de Tarifas para 2002 que finalmente se apruebe, deberían incluirse los porcentajes provisionales que, sobre la cantidad total, corresponde a cada una de las empresas, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones.

En el cuadro siguiente se recogen los mencionados porcentajes provisionales que correspondería a cada una de las empresas transportistas para el ejercicio 2002.

	Miles de euros	(%)
TOTAL	105.366	100,00
REE	61.517	58,38
IB	15.529	14,74
UEF	8.165	7,75
HC	456	0,43
G. ENDESA	19.699	18,70
SEVILLANA	6.530	6,32
FECSA-ENHER	8.977	8,68
ERZ	1.782	1,72
E. VIESGO	1.061	1,03
T. EBRO	976	0,95

Fuente: Elaboración propia.

4.2. 1 Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1.998

El coste acreditado a la actividad de transporte por inversiones anteriores a 1998 asciende a 548.458 miles de euros en el año 2002, cuyo desglose por empresas se presenta en el cuadro siguiente.

Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998

Coste acreditado actualizado (MPTA)					
	1998	1999	2000	2001	2002
TOTAL	84.397	86.001	88.581	90.352	91.256
REE	51.121	52.092	53.655	54.728	55.275
IB	13.197	13.448	13.851	14.128	14.269
UEF	4.258	4.339	4.469	4.558	4.604
HC	425	433	446	455	460
G. ENDESA	15.396	15.689	16.159	16.482	16.647
SEVILLANA	5.292	5.393	5.554	5.665	5.722
FECSA-ENHER	7.325	7.464	7.688	7.842	7.920
ERZ	1.063	1.083	1.116	1.138	1.149
E. VIESGO	813	828	853	870	879
T. EBRO	903	920	948	967	976

Fuente: *Elaboración propia.*

Coste acreditado actualizado (miles de euros)					
	1998	1999	2000	2001	2002
TOTAL	507.236	516.874	532.380	543.027	548.458
REE	307.243	313.081	322.473	328.923	332.212
IB	79.316	80.823	83.247	84.912	85.761
UEF	25.591	26.077	26.860	27.397	27.671
HC	2.554	2.603	2.681	2.735	2.762
G. ENDESA	92.532	94.290	97.119	99.061	100.052
SEVILLANA	31.806	32.410	33.382	34.050	34.390
FECSA-ENHER	44.024	44.861	46.206	47.131	47.602
ERZ	6.389	6.510	6.705	6.840	6.908
E. VIESGO	4.886	4.979	5.128	5.231	5.283
T. EBRO	5.427	5.530	5.696	5.810	5.868

Fuente: *Elaboración propia.*

Este coste se obtiene, para cada año, actualizando con el IPC-X los costes acreditados para cada empresa en el ejercicio de 1998 establecidos en el Real Decreto 2819/1998, siendo el IPC el previsto y X un factor de eficiencia que toma el valor 1 hasta el año 2002. Conviene indicar, en este punto, que en la fórmula de actualización dada en el Real Decreto 2819/1998 existe ya un primer error ya que, literalmente, para calcular, por ejemplo, el coste acreditado del año 1999, habría

que actualizar la cantidad acreditada para el ejercicio de 1998 con el IPC del 1998 y el IPC del año 1999, lo cual es un absurdo desde el punto de vista económico. Al igual que se hizo en el cálculo tarifario del anterior ejercicio, en este Informe no se ha considerado en la actualización el IPC correspondiente al año 1998.

Los datos correspondientes a Iberdrola, Electra de Viesgo, e Hidroeléctrica del Cantábrico, en los años 1999, 2000, 2001 y 2002 se han confeccionado teniendo en cuenta los efectos retributivos de la adquisición de determinados activos de transporte de Iberdrola y Electra de Viesgo por Hidroeléctrica del Cantábrico.

Esta transferencia de instalaciones afecta para el año 2002, aunque levemente, no sólo al reparto entre empresas de la cantidad global, sino también al monto global, ya que en el cálculo del incentivo por disponibilidad de cada una de las empresas implicadas en la compra-venta interviene, entre otros, el coste acreditado a cada una de ellas, que se ven modificados con dicha compra-venta. Al ser los índices de disponibilidad de cada empresa distintos, los incentivos resultantes también lo serán. Como consecuencia esta transferencia de instalaciones afecta igualmente a la liquidación de los costes de transporte que realiza esta Comisión. Con respecto a los ejercicios de 1999 y 2000 esta compra-venta afecta únicamente al reparto del monto total, ya que no se reconoció cantidad alguna a estas empresas por disponibilidad al no haber aportado en su momento la información necesaria, sin embargo en el ejercicio de 2001, al proporcionar las empresas datos de disponibilidad, no sólo afecta a la cantidad global de cada empresa, sino que afecta también al monto global. Por ende, también afecta a la liquidación de costes de transporte desde el 1 de mayo de 1999, ya que dicha fecha queda determinada en la Resolución de la Dirección General de la Energía a efectos de la transferencia.

4.2.2 El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, incluye como concepto de retribución de la actividad de transporte los costes de inversión y de explotación correspondientes a las inversiones realizadas en nuevas instalaciones de transporte. Estas inversiones en nuevas instalaciones de transporte pueden acometerse por procedimientos concursales o mediante autorización directa. En el primer caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones serán los que se deriven de las condiciones del concurso. En el segundo caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones se determinarán por la aplicación de unos valores estándares en concepto de costes de inversión y de costes de explotación.

Hasta el momento, pese a las reiteradas recomendaciones de esta Comisión, todas las instalaciones de transporte puestas en funcionamiento desde la entrada en vigor del Real Decreto 2819/1998 se han adjudicado de forma directa. En consecuencia, los costes correspondientes a nuevas inversiones se obtienen por aplicación de los referidos valores estándares.

El siguiente cuadro contiene información sobre las instalaciones de transporte que han entrado en funcionamiento en 1998, 1999, 2000 y 2001, de acuerdo con la información facilitada por las empresas transportistas. Al respecto, la información correspondiente a nuevas líneas, subestaciones y transformadores de potencia en los ejercicios de 1998 y 1999 pueden considerarse como definitivas, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las instalaciones relativas al año 2000 serán provisionales hasta que se presente, por parte de todas las empresas, las auditorías correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2001 se corresponden con las previsiones de puesta en servicio de cada empresa.

La experiencia de los anteriores ejercicios tarifarios, en el que se incluyeron por parte de las empresas instalaciones que finalmente no entraron en servicio, invita a que se cuestione seriamente esta última información y, como consecuencia, se hace necesario instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la misma. Así, por ejemplo, podría fijarse como fecha máxima de puesta en servicio el tercer trimestre de cada año, de modo que a la hora de calcular la retribución del siguiente ejercicio se dispusiese de información contrastable, bien mediante inspección in situ de las instalaciones declaradas, bien mediante la aportación por parte de las empresas de las Actas oficiales de puesta en servicio. Igualmente, se considera oportuno involucrar al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte en la confección y validación de dicha información ya que éste es el responsable último del desarrollo de la red de transporte, por lo cual debe garantizarse su independencia respecto de la función que realiza REE como transportista.

Atlas de instalaciones de transporte

	TOTAL			
	1998	1999	2000	2001
Total líneas (km circuito)	401,3	110,9	424,6	550,6
Líneas aéreas (km circuito)	390,2	103,7	418,7	520,1
Líneas 220 kV	95,6	103,7	53,7	174,5
Líneas 400 kV	294,6	0,0	365,0	345,6
Líneas subterr. (km circuito)	11,1	7,2	6,0	30,5
Líneas 220 kV	11,1	7,2	6,0	30,5
Líneas 400 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
Posiciones subestación (nº)	21	28	57	104
Posiciones 220 kV	18	24	37	67
Posiciones 400 kV	3	4	21	37
Capacidad transform. (MVA)	0	925	1.700	0
400/220 kV	0	925	800	0
400/132 kV	0	0	900	0
Despachos maniobra (MPTA) (*)	5.198,8	3.754,7	2.738,7	1.494,7

(*) Inversiones realizadas en 1997, 1998, 1999 Y 2000 respectivamente

Fuente: *Elaboración propia.*

En cuanto a las inversiones realizadas en Despachos de Maniobra y Centros de Control de Transporte, la información facilitada por las empresas desde el año 1997, tal y como se solicitó, incluye únicamente inversiones en Despachos de Maniobra y Centros de Control imputables a la actividad de transporte.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 77.553 miles de euros en el año 2002, de los cuales 14.497 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.045 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1999, 19.146 miles de euros por las inversiones realizadas en 2000 y 35.865 miles de euros por las inversiones realizadas en 2001. En el cuadro siguiente se muestra el coste de transporte por nuevas inversiones adjudicadas de forma directa para cada empresa transportista.

Coste por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 (MPTA)

	C 1999 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.999	Total Costes 2.000	C 2001 por inv. 1.998	C 2001 por inv. 1.999	C 2001 por inv. 2.000	Total Costes 2.001	C 2002 por inv. 1.998	C 2002 por inv. 1.999	C 2002 por inv. 2.000	C 2002 por inv. 2.001	Total Costes 2.002
TOTAL	1.924	1.982	1.112	3.093	2.021	1.134	2.984	6.330	2.412	1.339	3.186	5.967	12.904
REE	1.109	1.142	473	1.615	1.165	482	1.834	3.481	1.177	487	1.852	2.154	5.670
IB	254	262	36	298	267	37	163	467	270	38	165	651	1.123
UEF	49	51	395	446	52	403	338	983	52	588	514	2.279	3.432
HC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G. ENDESA	512	527	207	734	537	212	649	1.398	913	226	656	884	2.679
SEVILLANA	47	48	72	120	49	74	113	235	49	74	114	570	808
FECSA-ENHER	223	230	30	260	235	30	207	472	608	31	209	210	1.057
ERZ	218	225	91	316	230	93	292	615	232	94	295	12	632
E. VIESGO	23	24	15	39	24	15	37	77	25	28	38	92	182
T. EBRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: *Elaboración propia.*

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 (miles de euros)

	C 1999 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.999	Total Costes 2.000	C 2001 por inv. 1.998	C 2001 por inv. 1.999	C 2001 por inv. 2.000	Total Costes 2.001	C 2002 por inv. 1.998	C 2002 por inv. 1.999	C 2002 por inv. 2.000	C 2002 por inv. 2.001	Total Costes 2.002
TOTAL	11.564	11.910	6.681	18.591	12.149	6.814	17.932	38.042	14.497	8.045	19.146	35.865	77.553
REE	6.665	6.865	2.841	9.706	7.003	2.898	11.020	20.921	7.073	2.927	11.131	12.947	34.077
IB	1.529	1.575	219	1.793	1.606	223	979	2.808	1.622	226	989	3.910	6.746
UEF	295	304	2.374	2.678	310	2.422	2.031	5.910	313	3.531	3.086	13.695	20.626
HC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G. ENDESA	3.074	3.167	1.247	4.413	3.230	1.272	3.901	8.403	5.489	1.361	3.940	5.312	16.103
SEVILLANA	280	288	433	721	294	442	678	1.413	297	446	685	3.428	4.856
FECSA-ENHER	1.343	1.383	178	1.562	1.411	182	1.241	2.834	3.652	184	1.254	1.263	6.352
ERZ	1.313	1.352	546	1.898	1.379	557	1.758	3.694	1.393	562	1.775	69	3.800
E. VIESGO	139	143	89	233	146	91	225	462	148	169	227	552	1.096
T. EBRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: *Elaboración propia.*

Los costes de transporte por las nuevas inversiones directas se calculan como la suma de dos componentes: costes de inversión y costes de explotación. El desglose por ambos conceptos de coste se presenta en el cuadro siguiente.

Costes de transporte por nuevas inversiones. Aplicación R.D. 2819/1998 (MPTA)

Costes de transporte por nuevas inversiones												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2001		
	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL
INVERSIONES 1998	1.507	417	1.924	1.552	430	1.982	1.583	438	2.021	1.966	446	2.412
INVERSIONES 1999				835	276	1.112	852	282	1.134	1.051	287	1.339
INVERSIONES 2000							2.104	880	2.984	2.295	891	3.186
INVERSIONES 2001										4.310	1.658	5.967
Total nuevas instal.	1.507	417	1.924	2.387	706	3.093	4.539	1.600	6.139	9.622	3.282	12.904

Fuente: *Elaboración propia.*

Costes de transporte por nuevas inversiones (miles de euros)												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2001		
	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL
INVERSIONES 1998	9.056	2.507	11.564	9.328	2.582	11.910	9.515	2.634	12.149	11.814	2.684	14.497
INVERSIONES 1999	0	0	0	5.020	1.661	6.681	5.120	1.694	6.814	6.319	1.726	8.045
INVERSIONES 2000	0	0	0	0	0	0	12.643	5.289	17.932	13.792	5.354	19.146
INVERSIONES 2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25.903	9.962	35.865
Total nuevas instal.	9.056	2.507	11.564	14.348	4.243	18.591	27.278	9.617	36.895	57.828	19.726	77.553

Fuente: *Elaboración propia.*

Los costes de inversión, en la redacción actual del Real Decreto 2819/1998, se obtienen como la suma de dos anualidades: una en concepto de amortización de los activos y otra en concepto de retribución de los mismos. Una vez puestas en servicio las instalaciones, se calculan la amortización y la retribución del primer año. La amortización se determina dividiendo el valor de la inversión por la vida útil (40 años para líneas y subestaciones; 14 años para los despachos de maniobra). La retribución se calcula aplicando una tasa monetaria (MIBOR a 3 meses + 1%) al valor de la inversión. El coste de inversión desde el segundo año hasta el final de la vida útil se establece actualizando la anualidad del primer año con el IPC-Y.

Este procedimiento de remuneración da lugar a unos flujos de ingresos cuyo Valor Actualizado Neto supera con claridad al valor estándar de las inversiones en el momento de su entrada en servicio, como se puede comprobar en el siguiente cuadro. El mismo muestra el valor de las instalaciones de transporte puestas en servicio en 1998, 1999, 2000 y 2001 y el Valor Actualizado Neto de los costes de inversión que se obtendrían por aplicación del Real Decreto 2819/1998. El escenario analizado contempla un IPC del 2%, un factor Y del 1% y una tasa monetaria del 5,25 % para el año 2001 y siguientes. Para los años 1998, 1999, 2000 y 2001 se han utilizado los parámetros (véase Cuadro de parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte).

De aplicarse literalmente el mecanismo de retribución de las nuevas inversiones que se deriva del Real Decreto 2819/1998, las empresas transportistas recuperarían al final de la vida útil de estos activos un valor muy superior al reconocido por aplicación de los costes estándares. Esto se debe a que se está utilizando una tasa monetaria, en vez de una tasa real, para retribuir dichas instalaciones, y a que no se tiene en cuenta que el valor de los activos decrece con el tiempo en la medida en que se van amortizando.

Comparación entre el Valor de Inversión y el VAN de los costes de inversión s/ R.D. 2819/1998 (MPTA)

	LINEAS+SUB.				DESPACHOS MANIOBRA			
	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001
Valor Inversión	15.739	10.340	23.717	44.910	2.132	4.339	3.314	3.953
VAN costes Inversión s/ R.D.	24.372	13.164	36.315	67.138	2.863	5.160	4.377	5.130
Diferencia	54,9%	27,3%	53,1%	49,5%	34,3%	18,9%	32,1%	29,8%

Fuente: *Elaboración propia.*

Comparación entre el Valor de Inversión y el VAN de los costes de inversión s/ R.D. 2819/1998 (miles de euros)

	LINEAS+SUB.				DESPACHOS MANIOBRA			
	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001
Valor Inversión	94.593	62.145	142.541	269.913	12.811	26.077	19.918	23.758
VAN costes Inversión s/ R.D.	146.480	79.118	218.255	403.510	17.207	31.015	26.308	30.831
Diferencia	54,9%	27,3%	53,1%	49,5%	34,3%	18,9%	32,1%	29,8%

Fuente: *Elaboración propia.*

Por el contrario, si se utilizase una tasa real de retribución y se tuviera en cuenta el decrecimiento del valor neto de los activos, se obtendría un flujo de ingresos que permitiría recuperar el valor estándar de los mismos en el momento de su puesta en servicio. Las siguientes modificaciones, tal y como ya se planteó en el Informe de esta Comisión sobre las tarifas para el año 2001, en la definición de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998, permitirían alcanzar el resultado mencionado.

$$\begin{aligned}
CI_n &= A_n + R_n \\
A_n &= A_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \quad \forall n=2, \dots, Vu \\
A_1 &= \frac{VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1)}{Vu} \\
R_n &= VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \times Tr_n \quad \forall n=2, \dots, Vu \\
R_1 &= VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) \times Tr_1 \\
VAIN_n &= VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) - A_n \quad \forall n=2, \dots, Vu \\
VAIN_1 &= VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) - A_1
\end{aligned}$$

donde:

- CI: coste de inversión
- A: amortización
- R: retribución
- VAI: valor inversión
- VAIN: Valor Neto Inversión
- Tr: tasa real
- Vu: vida útil

En el siguiente cuadro se muestra la comparación entre los costes de inversión que se obtendrían con este método y los que se derivan de aplicar el Real Decreto 2819/1998. De la comparación se deduce que en el año 2002 existiría una sobreestimación de los costes de inversión por aplicación estricta del Real Decreto 2819/1998, que podría cuantificarse en el 18,22 %.

Comparación entre los costes de inversión s/ R.D. 2819/1998 y la propuesta de modificación (MPTA)

Comparación Costes Inversión								
	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D. Corregido	Costes Inv. R.D. Corregido	Costes Inv. R.D. Corregido	Costes Inv. R.D. Corregido
	1999	2000	2001	2002	1999	2000	2001	2002
Inversiones 1998	1.516	1.562	1.593	1.609	1.107	741	1.183	1.332
Inversiones 1999		1.181	1.205	1.217		723	1.088	1.208
Inversiones 2000			2.335	2.359			1.694	1.995
Inversiones 2001				4.030				3.259
Total	1.516	2.743	5.133	9.214	1.107	1.464	3.965	7.794

Fuente: *Elaboración propia.*

Comparación entre los costes de inversión s/ R.D. 2819/1998 y la propuesta de modificación (miles de euros)

Comparación Costes Inversión								
	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D.	Costes Inv. R.D. Corregido	Costes Inv. R.D. Corregido	Costes Inv. R.D. Corregido	Costes Inv. R.D. Corregido
	1999	2000	2001	2002	1999	2000	2001	2002
Inversiones 1998	9.113	9.386	9.574	9.669	6.654	4.452	7.108	8.007
Inversiones 1999		7.099	7.241	7.313		4.348	6.542	7.259
Inversiones 2000			14.035	14.176			10.183	11.993
Inversiones 2001				24.221				19.584
Total	9.113	16.485	30.850	55.379	6.654	8.800	23.833	46.843

Fuente: *Elaboración propia.*

El cuadro siguiente contiene el valor de los costes de transporte por las nuevas inversiones directas si se modificase, según la propuesta anterior, el procedimiento de cálculo de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998. De esta forma, los costes de transporte por nuevas inversiones directas se reducirían un 21 % en el año 1999, un 30 % en el año 2000, un 9 % en el año 2001 y un 14% en el 2002.

Costes de transporte por nuevas inversiones corregidos (MPTA)

Corrección costes de transporte por nuevas inversiones												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2002		
	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL
INVERSIONES 1998	1.107	417	1.524	741	430	1.170	1.183	438	1.621	1.332	446	1.779
INVERSIONES 1999		0	0	723	276	1.000	1.088	282	1.370	1.208	287	1.495
INVERSIONES 2000			0			0	1.694	880	2.574	1.995	891	2.886
INVERSIONES 2001			0			0			0	3.259	1.658	4.916
Total nuevas instal.	1.107	417	1.524	1.464	706	2.170	3.965	1.600	5.566	7.794	3.282	11.076

Fuente: Elaboración propia

Costes de transporte por nuevas inversiones corregidos (miles de euros)

Corrección costes de transporte por nuevas inversiones												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2002		
	Inversión	Explotac. c.	TOTAL	Inversión	Explotac. c.	TOTAL	Inversión	Explotac. c.	TOTAL	Inversión	Explotac. c.	TOTAL
INVERSIONES 1998	6.654	2.507	9.161	4.452	2.582	7.034	7.108	2.634	9.742	8.007	2.684	10.691
INVERSIONES 1999				4.348	1.661	6.009	6.542	1.694	8.236	7.259	1.726	8.985
INVERSIONES 2000							10.183	5.289	15.472	11.993	5.354	17.347
INVERSIONES 2001										19.584	9.962	29.546
Total nuevas instal.	6.654	2.507	9.161	8.800	4.243	13.043	23.833	9.617	33.450	46.843	19.726	66.569

Fuente: Elaboración propia

Por último, en el cuadro siguiente se resume el total de los ingresos por la actividad de transporte que resultaría de corregir los costes de transporte por inversiones directas. El resultado es una reducción de los ingresos de la actividad de transporte de 2.402 miles de euros en el año 1999, 5.548 miles de euros en el año 2000, 13.427 miles de euros en el año 2001 y 10.985 miles de euros en el año 2002. Nótese que el ingreso por incentivo a la disponibilidad se ha reducido como consecuencia de que el mismo se define como un porcentaje de la suma del coste acreditado al transporte y del coste correspondiente a las nuevas inversiones.

Retribución del transporte con corrección del R.D. 2819/1998 (MPTA)					
	1998	1999	2000	2001	2002
Coste acreditado 1998	84.397	86.001	88.581	90.352	91.256
Nuevas inversiones		1.524	2.170	5.566	11.076
Inversiones 1998		1.524	1.170	1.621	1.779
Inversiones 1999			1.000	1.370	1.495
Inversiones 2000				2.574	2.886
Inversiones 2001					4.916
Incentivo Disponibilidad			457	-379	1.207
TOTAL	84.397	87.525	91.208	95.539	103.538

Fuente: Elaboración propia

Retribución del transporte con corrección del R.D. 2819/1998 (miles de euros)					
	1998	1999	2000	2001	2002
Coste acreditado 1998	507.236	516.874	532.380	543.027	548.458
Nuevas inversiones	0	9.161	13.043	33.450	66.569
Inversiones 1998	0	9.161	7.034	9.742	10.691
Inversiones 1999	0	0	6.009	8.236	8.985
Inversiones 2000	0	0	0	15.472	17.347
Inversiones 2001	0	0	0	0	29.546
Incentivo Disponibilidad	0	0	2.747	-2.277	7.252
TOTAL	507.236	526.035	548.170	574.200	622.278

Fuente: Elaboración propia

En resumen, el tratamiento retributivo implícito en el Real Decreto 2819/1998 de las nuevas inversiones realizadas por autorización directa, da lugar a una remuneración de las empresas que acometan dichas inversiones superior a la necesaria para recuperar el valor estándar de las instalaciones puestas en servicio.

Esto se corregiría parcialmente con las modificaciones que se han propuesto anteriormente, pero no resolvería el problema por completo. En este sentido conviene recordar que la retribución por nuevas inversiones se une a la correspondiente a los activos existentes hasta el 31 de diciembre de 1997, que en la terminología del reiterado Real Decreto se conoce como coste acreditado a la actividad de transporte en 1998. Estos costes se actualizan cada año con el IPC-X y dan lugar a la retribución anual por este concepto.

Aquí, de nuevo, la retribución del transporte se ve sobrevalorada, debido a que, si bien se añaden a la bolsa inicial de 1998 actualizada los costes por nuevas inversiones, no se deducen, sin embargo, los correspondientes a las instalaciones que son objeto de cierre.

El artículo 8 del Real Decreto 2819/1998 establece que el procedimiento de cálculo del coste acreditado de las instalaciones objeto de cierre, será similar al utilizado para el cálculo de los costes acreditados a las nuevas inversiones autorizadas de forma directa. Cabría entender que dicha similitud conlleva a considerar la instalación objeto de cierre como si fuera nueva, es decir, que se valoraría ésta a coste de reposición, aunque en buena lógica se deberían valorar al coste que actualmente tiene dicha instalación para el sistema. Lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998 hace que se sobrevalore el coste acreditado a dichas instalaciones objeto de cierre, tal y como se ha visto en el apartado anterior. Tampoco queda claro cuál es el fin último de dicho cálculo. Si se interpreta que debe descontarse el coste de las instalaciones objeto de cierre para determinar la retribución del transporte, los datos aportados tanto por el Ministerio de Economía como por la CNE deben tomarse como provisionales. Al respecto, cabe mencionar que las empresas transportistas no han remitido, con carácter general, información relativa a las bajas de instalaciones, por lo que, hasta que se concrete el método de valoración de las mismas y se disponga de toda la información auditada, los valores que se recogen en el presente informe deben considerarse como provisionales.

Análogamente, deberían descontarse los costes de inversión de aquellas instalaciones que, habiendo superado la vida útil, siguen en funcionamiento, debiéndoseles reconocer exclusivamente a efectos retributivos los costes de operación y mantenimiento y, en su caso, los costes de alargamiento de vida.

Mención especial requieren las instalaciones que han sido objeto de CESIÓN por parte de terceros a las compañías eléctricas y que éstas declaran para la retribución como instalaciones puestas en funcionamiento en el año de la cesión. A este respecto, el Real Decreto 1955/200, de 1 de diciembre, establece en su artículo 32.2 que:

"Cuando la conexión dé lugar a la partición de una línea existente o planificada con entrada y salida en una nueva subestación, las instalaciones necesarias para dicha conexión, consistentes en la nueva línea de entrada y salida, la nueva subestación de la red de transporte o distribución, en lo que se refiere a las necesidades motivadas por la nueva conexión, el eventual refuerzo de la línea existente o planificada y la adecuación de las posiciones en los extremos de la misma, que resulten del nuevo mallado establecido en la planificación tendrán la consideración de la red a la que se conecta.

*La inversión necesaria será sufragada por él o los promotores de la conexión, pudiendo este o estos designar al constructor de las instalaciones necesarias para la conexión, conforme a las normas técnicas aplicadas por el transportista, **siendo la titularidad de las instalaciones del propietario de la línea a la que se conecta.***

En todo caso, si las nuevas instalaciones desarrolladas fueran objeto de utilización adicional por otro consumidor y/o generador, el nuevo usuario contribuirá, por la parte proporcional de utilización de la capacidad de la instalación, en las inversiones realizadas por el primero. Dicha obligación sólo será exigible en el plazo de cinco años a contar desde la puesta en servicio de la conexión. La Comisión Nacional de Energía resolverá en caso de discrepancias.

En el caso de las instalaciones de transporte, los costes de operación y mantenimiento serán a cargo del sistema".

Conforme lo que establece el citado Real Decreto 1955/2000, a dichas instalaciones cedidas únicamente se les deberían reconocer los costes de operación y mantenimiento.

En conclusión, la regulación económica de la actividad de transporte que se establece en el Real Decreto 2819/1998, tendría como resultado un exceso retributivo de dicha actividad, por cuanto se reconocen los costes de las nuevas inversiones de manera sobrevalorada, y no se tiene en cuenta el cierre de instalaciones o la existencia de instalaciones que sigan en funcionamiento aunque hayan superado la vida útil. Todas estas consideraciones llevan a proponer, tal y como ya se manifestó en el informe sobre las tarifas de los años 2000 y 2001, una revisión del modelo de retribución del transporte de manera urgente, en la cual se deberían considerar, además de los temas antes citados, otros aspectos relativos a actividades de diversificación que se realizan utilizando instalaciones eléctricas de transporte, que han sido financiados por los consumidores de energía eléctrica.

4.2.3 Incentivo a la disponibilidad

Las empresas transportistas pueden obtener una prima o una penalización en su retribución para la actividad de transporte en función de los índices de disponibilidad de sus instalaciones, según lo establecido en el Real Decreto 2819/1998. Esta prima se calcula como un porcentaje de los costes acreditados correspondientes a todas las instalaciones, nuevas y antiguas, siendo tanto mayor cuanto mayor sea la disponibilidad real de las instalaciones respecto a una que se fija como objetivo. En concreto, las expresiones del Real Decreto 2819/1998 son las siguientes:

$$ID_{in-1} = d_{in-1} \times (TR_{1998in-1} + IINT_{in-1})$$

$$d_{in-1} = k(dr_{in-1} / do_{in-1} - 1)$$

Dicha formulación no es correcta desde el punto de vista de esta Comisión ya que, literalmente, la prima a cobrar en el ejercicio "n" se calcula en función de la disponibilidad alcanzada en dicho ejercicio "n", la cual no es conocida hasta que dicho ejercicio finaliza. Considerando que la prima a cobrar en el ejercicio "n" debe calcularse en función de la disponibilidad del ejercicio "n-1", surge la duda de si la misma debe aplicarse al coste acreditado a las instalaciones, nuevas y antiguas, del ejercicio "n-1" o del "n". En el presente informe se ha considerado esta última opción.

Hasta el momento, no se han determinado los valores y fórmulas de cálculo que permitan obtener este incentivo a la disponibilidad, en concreto, no se ha especificado cómo determinar k , d_r y d_o . No obstante, del artículo 26 ya mencionado Real Decreto 1955/2000, sobre *Calidad global*, puede concluirse que el valor de d_o se ha fijado en el 0,97, que ha sido el considerado en el presente informe, y que el valor de d_r se calcularía de la siguiente manera:

$$d_r = 1 - II$$

donde II es el índice de indisponibilidad que se define de la siguiente forma:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i}$$

siendo:

- t_i : tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas)
- n : nº total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.
- T : duración de período de estudio (horas)

- PN_i : Potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva

La anterior formulación puede valorarse como de poco rigurosa. Así, por ejemplo, se da el mismo peso relativo a la potencia de una línea que de un transformador, cuando la realidad nos indica que las tasas de fallo de uno y otro elemento no son equiparables. Por tanto, esta Comisión entiende que dicha formulación debería ser modificada de manera urgente.

Por otro lado, la definición de objetivos de disponibilidad debería asentarse sobre un conjunto de criterios que permitan contrastar las bondades del mecanismo de incentivos propuesto. En este sentido resulta necesario observar, tal y como ya manifestó esta Comisión con motivo del informe sobre las tarifas para el año 2001, los siguientes principios

- El incentivo a la disponibilidad debería estar asociado a la base de datos de disponibilidades de todas las instalaciones de transporte convenientemente auditada, además de a cuanta otra información sobre la materia sea relevante.
- El incentivo a la disponibilidad debería estar ligado con las actuaciones acometidas por las empresas de transporte tendentes a mejorarla de un año a otro.

Al hilo de lo anterior, la información que finalmente se ha utilizado y que ha servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de las empresas eléctricas es la que ha remitido el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Cabe destacar que dicha información es incompleta al comprender únicamente el período de enero 2001 a octubre 2001. Por tanto, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

El cuadro siguiente recoge los valores obtenidos para cada empresa, en base a la información facilitada por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, que se refieren, como ya se ha indicado, al periodo comprendido entre el 1/01/2001 y el 31/10/2001. Según lo indicado anteriormente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

Incentivo disponibilidad año 2002				
	II (%)	dr (%)	MPTA	miles de euros
TOTAL	2,00%	98,00%	1.207	7.252
REE	2,09%	97,91%	572	3.436
IB	2,13%	97,87%	137	826
UEF	1,45%	98,55%	129	773
HC	3,67%	96,33%	-3	-19
G. ENDESA	1,13%	98,87%	372	2.236
SEVILLANA	1,13%	98,87%	126	755
FECSA-ENHER	1,13%	98,87%	173	1.038
ERZ	1,13%	98,87%	34	206
E. VIESGO	1,13%	98,87%	20	123
T. EBRO	1,13%	98,87%	19	113

Fuente: *Elaboración propia.*

Parámetros	
Disponibilidad objetivo	97,00%
K	1
T (horas)	8760

Fuente: *Elaboración propia.*

Conviene indicar que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte ha facilitado un único índice de indisponibilidad (II) para el GRUPO ENDESA, por lo que los valores obtenidos para cada una de las empresas que lo componen no dejan de ser una aproximación.

4.3 La retribución de la distribución

4.3.1 Antecedentes

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 20, establece la fórmula de actualización de la retribución global de la distribución, mecanismo de actualización que ya aparecía recogido en el Real Decreto 2017/1997.

Dicha fórmula actualiza anualmente el coste de esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, tras descontarle un factor de eficiencia igual a 1, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, la retribución de la distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

El Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, determina los costes destinados a retribuir la actividad de distribución en el 2001 en 2.647.818 miles de euros. Esta cifra, a su vez, se deriva de la establecida en el Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2000, 2.575.192 miles de euros.

En la actualidad continúa siendo necesario la justificación de la base retributiva de la actividad de distribución. La normativa aplicable a la retribución de la actividad de la distribución, iniciada con el Real Decreto 2017/1997, y desarrollada por el Real Decreto 2819/1998 y por la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no ha resuelto este problema.

Cabe destacar, así mismo, que la normativa regulatoria vigente no especifica el periodo a partir del cual ha de revisarse la base retributiva, ni la fórmula de actualización de la distribución, ni el parámetro corrector del IPC, explícitamente 1

para la distribución según el referido Real Decreto 2819/1998. Tampoco se conocen los criterios que justifican la determinación de este valor y del factor de eficiencia correspondiente en cada año, a pesar de la sensibilidad que presenta el coste reconocido a la distribución a distintos valores del factor de eficiencia.

4.3.2 La retribución de la distribución para el año 2002

El cuadro siguiente presenta los costes de la actividad de distribución previstos para el año 2002. En tanto no se establezcan criterios claros que justifiquen el valor del factor de eficiencia aplicado en la actualización de la retribución de la distribución, se considera un valor igual a 30%, que es el valor tomado por el Ministerio para establecer las tarifas de 1999, 2000 y 2001. Como valor del IPC previsto para el año 2002 se ha tomado el valor comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas, que es del 2%.

Coste de Distribución (MPTA) Año 2002

Retribución 2001	440.560
IPC	2,0 %
Crecimiento Demanda	4,2 %
Fe	30 %
Actualizador	1,022726
Retribución 2002	450.572

Coste de Distribución (miles de euros) Año 2002

Retribución 2001	2.647.818
IPC	2,0 %
Crecimiento Demanda	4,2 %
Fe	30 %
Actualizador	1,022726
Retribución 2002	2.707.992

Supuesto que la demanda crece un 4,2 %, el coste de distribución para el año 2002, asciende a 2.707.992 miles de euros, esto es, 60.173 miles de euros más que en la tarifa del 2001.

La propuesta del Ministerio de Economía indica que los costes reconocidos para el año 2002 destinados a la retribución de la actividad de distribución ascienden a 2.700.773 miles de euros, **una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de medidad y otros**, sin incluir costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio y *considerando el coste de distribución de otros distribuidores no sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad al 31 de diciembre de 1997.*

La diferencia entre una cifra y otra, 7.218 miles de euros, es debido a la diferencia de la previsión de la demanda prevista en cada uno de los escenarios, siendo esta diferencia de un 0,9%.

En relación con el reparto de la retribución total de la actividad de distribución que propone el Ministerio en el ANEXO VIII de la propuesta de Real Decreto que se

informa, esto es, aplicar por un lado los porcentajes de reparto dados en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 y, al mismo tiempo, minorar la retribución de unas empresas, incrementando la de otras, bajo la argumentación de que si se aplicasen los porcentajes del modelo de red de referencia unas ganarían y otras perderían, o que existe un desfase entre la inversión real y la inversión derivada del citado modelo, esta Comisión estima que dicha práctica puede calificarse, al menos, de poco rigurosa. Valga recordar que mediante la referida Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no sólo se establecieron los porcentajes de reparto de la retribución total para los años 1998 y 1999, sino que también se estableció una metodología para calcular los correspondientes a los sucesivos ejercicios, metodología que ya se vió truncada en virtud de lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 3490/2000, de tarifas para 2001. Pero es más, en el apartado 2 del mismo artículo 8 de dicho Real Decreto 3490/2000, se estableció que durante el año 2001 se revisarían los criterios de retribución a la distribución establecidos en la citada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, revisión de criterios que, al menos formalmente, no se ha producido. Por todo ello, esta Comisión estima que, con independencia de que dichos porcentajes puedan verse modificados en un futuro a resultas del modelo retributivo que finalmente se adopte, debería aplicarse lo establecido en la citada Orden Ministerial, en la cual se marca, como se ha dicho, un procedimiento para calcular, para los sucesivos ejercicios, los porcentajes de reparto correspondientes a cada empresa. Por tanto, hasta que dicha Orden Ministerial no sea expresamente modificada, esta Comisión entiende que la misma debería ser aplicada en todos sus extremos. De otro modo, se estaría introduciendo, una vez más, una inseguridad regulatoria en el sistema eléctrico y perjudicando arbitrariamente a unas empresas a favor de otras.

A este respecto, esta Comisión considera necesario proceder a modificar de manera urgente el modelo retributivo de la actividad de distribución en su conjunto. De acuerdo con las prácticas observadas en otros países, esta

Comisión estima que el modelo retributivo a adoptar debe basarse en un profundo conocimiento de la realidad económica de las empresas distribuidoras en base a una contabilidad de costes, cuya estructura quedaría fijada por el regulador, y que permitiría conocer en cada momento la marcha económica de las mismas, con objeto de efectuar, de una manera transparente, las correcciones en la regulación que se estimasen oportunas. Para completar este seguimiento de carácter económico, que permitiría comprobar la eficiencia económica de las empresas distribuidoras, habría que añadir una herramienta de carácter técnico para buscar, también, la eficiencia técnica de las mismas. Y todo ello de manera individualizada para cada empresa, de modo que la retribución de cada una de ellas evolucionase de acuerdo a su propia realidad sin que, como ocurre en la actualidad al tener que repartir una bolsa retributiva única, un aumento de retribución para unas signifique una disminución para las otras.

4.3.3 Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución

El artículo 17 del Real Decreto 2819/1998 señala que el Ministerio establecerá un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro, tomando en consideración las cantidades que a estos efectos se determinen en la norma por la que se aprueben las tarifas eléctricas de cada año.

Así, tanto el artículo 6 del Real Decreto 2016/1997, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, como el artículo 6 del Real Decreto 2821/1998, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, incorporaron una partida que no podía superar los 60.101 miles de euros en 1998 y los 61.309 miles de euros en 1999, con objeto de mejorar la calidad del servicio y la electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural. Estas partidas estaban incluidas en el coste reconocido a la actividad de distribución.

Sin embargo, tanto en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, como en el Real Decreto 3490/2000, por el que se establece la tarifa para el año 2001, como en la propuesta de Real Decreto que se informa, se excluye del coste reconocido a la distribución la partida destinada a los mencionados planes de mejora de la calidad del servicio. De no haberse eliminado esta partida de coste, la cantidad resultante destinada a este fin ascendería en el año 2002, de acuerdo con la fórmula de actualización, a 65.925 miles de euros.

La calidad de servicio debe estar íntimamente ligada a la retribución de la actividad de distribución. Por ello, es necesario el cumplimiento de unos mínimos de calidad de servicio por parte de las empresas distribuidoras para ser acreedoras de la retribución reconocida con cargo a la tarifa de cada año. Así, en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se vincula una y otra a través de un doble mecanismo de, por una parte, bonificación en la facturación a los clientes si se incumplen los mínimos de calidad individual y, por otra, de financiación, con cargo a las empresas distribuidoras, de planes de mejoras si se incumplen los mínimos de calidad zonal.

Por tanto, si la calidad de servicio fuera menor que la estándar, disminuiría la retribución, lo que proporcionaría incentivos a las empresas distribuidoras a mejorar la calidad. No obstante, el referido Real Decreto 1955/2000 en su artículo 104.1 reconoce un plazo máximo de un año a partir de la aprobación del correspondiente Procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro eléctrico, para que el distribuidor disponga de un sistema de registro de incidencias que le permita determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas.

Por otro lado, para la calidad zonal, según establece el artículo 107 del reiterado Real Decreto 1955/2000, las empresas distribuidoras podrán declarar a la Administración competente la existencia de zonas donde tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible, presentando a la vez un programa de actuación temporal que permita la corrección de las causas que lo originan, programa que se podrán incluir en los planes de mejora de calidad de servicio que se instrumenten a través de la tarifa eléctrica.

Hoy por hoy, es difícil establecer una valoración de los incentivos a la mejora de la calidad de servicio que se derivan de la partida para planes de mejora, partida que ha sido eliminada en la tarifa de los años 2000 y 2001, y en la propuesta de tarifa del año 2002, y ello porque no se conoce con claridad si la retribución de las empresas distribuidoras se corresponde con la calidad de servicio existente.

Por un lado, si se argumentase que los ingresos de las empresas distribuidoras no son suficientes para acometer mejoras de calidad en determinadas zonas, podría estar justificada la inclusión de una partida de este tipo en la tarifa, partida que daría señales para invertir allí donde fuera necesario. Por otro lado, si se considerase que la retribución actual de las empresas distribuidoras es adecuada para ofrecer una calidad zonal determinada, los planes de mejora dejarían de estar justificados, y su mantenimiento redundaría en beneficio de las empresas, particularmente de aquéllas que comparativamente tengan peores indicadores de calidad.

La supresión de esta partida significa que la mejora de la calidad zonal se ha de financiar exclusivamente con cargo a los ingresos que las empresas van a obtener de la tarifa por retribución de la actividad. De esta forma, como no se conoce en la actualidad si esta retribución se corresponde con la que obtendrían empresas eficientes que atienden el suministro con una calidad de servicio adecuada, es difícil cuantificar el impacto que la eliminación de la partida para

planes de mejora de la calidad de servicio puede tener sobre la evolución de la calidad zonal.

Por otro lado, si se quieren introducir incentivos “positivos” para mejorar la calidad por encima del estándar, se debería mantener el mismo planteamiento. Esto es, si la calidad de servicio fuera superior a la estándar, le correspondería una retribución mayor. En caso de no ser así, los incentivos se reducen y las empresas podrían considerar adecuado cumplir únicamente con los estándares exigidos.

Una vez que se conozcan los valores reales de la calidad del servicio y, en su caso, llegados al convencimiento de que la retribución de la actividad de distribución no permite alcanzar, en alguna zona, los valores estándares de calidad establecidos, sería lógico incorporar en la tarifa, de manera excepcional, una cantidad para su consecución, cantidad que debería ser dedicada a dichas zonas y no a otras, para lo cual es necesario establecer así mismo unos criterios de reparto de dicha cantidad completamente transparentes.

Lo anterior, sin embargo, no es óbice para que las empresas distribuidoras deban prestar el suministro eléctrico en las debidas condiciones de calidad.

4.3.4 Comentarios al Anexo II de la propuesta de Real Decreto (alquileres)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece en el ANEXO II una reducción en los precios de alquiler de los equipos de medida y control del orden del 46%, haciéndose eco de lo detectado por esta Comisión en cuanto a que las cantidades hasta ahora vigentes no se correspondían con los costes en los que incurrían las empresas distribuidoras por este servicio de alquiler de equipos a los

consumidores. Sin embargo es preciso realizar dos observaciones de gran trascendencia.

Por un lado, tal y como esta Comisión tuvo ocasión de manifestar, el precio por alquiler debía recoger no sólo el coste del equipo, sino también los costes asociados al mismo a lo largo de su vida: la gestión de compra, la verificación en la recepción, la Tasa de verificación inicial, el almacenamiento y transporte, la mano de obra y pequeño material para su instalación, etc. Por tanto, se estima necesario modificar el párrafo final de dicho ANEXO II, de manera que se explicita que en "*el precio medio de los mismos*", deben considerarse los demás costes asociados a dichos equipos, además del precio de compra del mismo. De otro modo, las empresas distribuidoras no llegarían a recuperar los costes en los que incurren por prestar este servicio de alquiler.

La segunda observación es aún de mayor calado. La disminución de los precios de alquiler de los equipos, compartida por esta Comisión, tal y como ha sido formulada, significa una disminución de la retribución de la actividad de distribución que puede cifrarse en unos 84.620 miles de euros. Al respecto como bien se indica en el apartado 3 del artículo 1 de la propuesta de Real Decreto que se informa, la retribución de la actividad de distribución que se incorpora en el escandallo de costes de la tarifa eléctrica no es otra que la correspondiente a los costes reconocidos para dicha actividad una vez "*deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación, alquiler de aparatos de medida y otros*". Por ello, y en la lógica de cómo se estableció en el año 1998 la cantidad a incorporar en la tarifa de dicho ejercicio, de la cual derivan las cantidades de los ejercicios posteriores, habría que incrementar la retribución para la actividad de distribución a incorporar en la tarifa del año 2002 en los mencionados 84.620 miles de euros.

4.3.5 Comentarios al Anexo III de la propuesta de Real Decreto (acometidas)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece una reducción del 0,412 % en los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

Esta Comisión entiende que ser estas unas funciones englobadas dentro de la actividad de distribución, y más concretamente en lo que puede entenderse como actividad de redes, la senda de variación económica de la misma tiene que realizarse de igual modo que la actualización de la retribución global de la actividad de distribución.

4.3.6 Comentarios al Anexo V de la propuesta de Real Decreto (pérdidas)

En la propuesta de Real Decreto de tarifas para el año 2002 se recoge en su ANEXO V los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, sobre liquidaciones, y en el Real Decreto 2019/1997, sobre el mercado de producción. Dichos coeficientes de pérdidas, que vienen a reconocer unas pérdidas medias en las redes de transporte y distribución del 9 %, son idénticos a los establecidos en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000 y a los establecidos en el Real Decreto 3490/2000, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001, lo que se considera adecuado en aras a dar una estabilidad que incentive a las empresas distribuidoras a realizar acciones para la mejora de las pérdidas en las redes.

No obstante, es preciso incorporar, además de los coeficientes recogidos en la propuesta de Real Decreto que se informa, los correspondientes a las nuevas

tarifas de acceso dadas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. En el cuadro siguiente se recogen los coeficientes de pérdidas a aplicar a las tarifas 2.0A, 2.0NA, 3.0A y 3.1A, de nueva creación.

TARIFA DE ACCESO	BH-1	BH-2	BH-3
2.0A	13,9		
2.0NA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

Con independencia de lo anterior, esta Comisión insiste en que sería más adecuado establecer unos coeficientes de pérdidas zonales, de forma que se reconociesen las distintas características de los mercados y de las producciones en cada una de las zonas de distribución, permitiendo de este modo el envío de señales a los distintos agentes. Estos coeficientes de pérdidas zonales que, como se ha dicho anteriormente, deberían mantenerse constantes durante unos años para permitir recuperar a las empresas distribuidoras las inversiones realizadas para la disminución de pérdidas, se irían ajustando en las sucesivas revisiones hacia los valores obtenidos por aplicación de un modelo de red de referencia, transfiriendo de este modo a los consumidores los beneficios derivados de tales disminuciones de pérdidas.

De otro modo, se penaliza o se beneficia, según cada caso, a las empresas distribuidoras por el mero hecho de que las características de sus mercados y de las producciones en sus zonas, se aparten en más o en menos de la media, lo cual no es coherente e introduce señales ineficientes a la inversión y a la operación de las redes.

4.3.7 Margen de las empresas distribuidoras a las que no era de aplicación el Real Decreto 1538/1987

La propuesta de Resolución que se informa recoge una variación de la tarifa D, tarifa de compra para este colectivo de distribuidores, de aproximadamente el 0,50 %, valor que se ha obtenido por aplicación de la Disposición Adicional Única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, en la que se regula la *Revisión de la tarifa D de venta a distribuidores*.

No obstante, para este colectivo de distribuidores cabrían los mismos comentarios efectuados anteriormente en relación con la merma de margen de la distribución por la bajada de los precios de alquiler de los equipos de medida y control, y en relación con la evolución de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

4.3.8 Compensaciones a los pequeños distribuidores por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes.

En el año 2002 habrá que compensar a los distribuidores no acogidos al Real Decreto 1538/1987 por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos derivada de que ciertos consumidores cualificados hayan adquirido en el pasado energía en el mercado o la adquieran durante el 2002.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, considerando el saldo de recaudación previsto en 2001, es posible hacer una estimación de las necesidades para el año 2002 previstas en concepto de compensaciones a los

pequeños distribuidores. El resultado de esta estimación es el siguiente: por interrumpibilidad 500 MPTA, por régimen especial, 950 MPTA y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes 1.300 MPTA. Todo ello supone 2.750 MPTA, cifra muy similar a la prevista en la propuesta que se informa.

Se ha de señalar que aún está pendiente la aprobación de la regulación de la compensación por pérdida de ingresos por consumidores cualificados. El consejo de Administración de la CNE aprobó con fecha 24 de julio de 2001 una propuesta de Resolución a estos efectos, que fue remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Por otro lado, el Real Decreto 2819/1998, en su Disposición Adicional Segunda apartado primero, establece que estas empresas distribuidoras podrán solicitar su inclusión en el régimen económico general. Así mismo, la Disposición Adicional Segunda apartado segundo, del mencionado Real Decreto 2819/1998, señala que para aquellas empresas que bien de forma voluntaria, bien por obligación legal, al haber sobrepasado el crecimiento fijado como vegetativo, adquieran parte de la energía como sujetos cualificados en el mercado de producción, se fijará la retribución inicial correspondiente a esa parte de la energía que adquieran como sujetos cualificados.

En opinión de la Comisión parece interesante considerar la posibilidad de incluir en el futuro el margen de este colectivo en la partida de costes de distribución de la tarifa. La inclusión del margen llevará asociado un aumento de la partida de costes de distribución y un aumento de la facturación, al ser aportados los ingresos de los pequeños distribuidores al conjunto del sistema (descontados los ingresos que se obtendrían de la tarifa D).

Esto supondría incluir a todos los pequeños distribuidores en la bolsa de retribución de la distribución y que se les liquide como a los distribuidores del régimen general. Esta medida se ajustaría a lo dispuesto en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 2819/1998, respetándose el carácter transitorio reconocido en la citada normativa, al ponderar en la bolsa el margen que les correspondería por diferencia de tarifas y lo que les correspondería por aplicación de los mismos criterios de retribución que a los distribuidores del régimen general. La bolsa se actualizaría anualmente vigilando que los márgenes reconocidos no fueran superiores a lo que les hubiera correspondido por la diferencia de tarifas de cada año. Esto resolvería, entre otros, el problema de calcular las compensaciones que les corresponderían por tener clientes cualificados conectados a sus redes que ejerzan el derecho de elegibilidad, particularmente importante a partir de julio de 2000, y de imposible tratamiento a partir del 1 de enero del 2003, cuando todos los consumidores sean cualificados.

4.4 La retribución de la gestión comercial y de la demanda

4.4.1 Regulación de la retribución de la gestión comercial

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 19 punto 1, define los costes de gestión comercial como aquellos cuya finalidad es retribuir a la empresa distribuidora por los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado a clientes, tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y equipos de medida, facturación y cobro. No obstante, dicho Real Decreto no especifica la diferente retribución de las actividades de comercialización a obtener por el distribuidor con respecto a los clientes acogidos a tarifa integral y a tarifa de acceso.

Por otra parte, el artículo 19 punto 2 de dicho Real Decreto señala que la retribución de la gestión comercial a los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establezcan por Orden Ministerial.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 determina los costes unitarios anuales para 1998 y 1999, aplicables, de forma diferenciada, a los clientes a tarifa y a mercado. Dicha Orden Ministerial establece los costes unitarios, en el caso de los clientes a tarifa por contrato de suministro a tarifa y de la potencia contratada en alta tensión y, en el caso de los clientes a mercado, por contrato de suministro a tarifas de acceso. Estos costes unitarios se actualizan anualmente según la fórmula establecida en el artículo 20 del Real Decreto 2819/1998, esto es, según la fórmula de actualización de la retribución a la distribución (IPC-1, incluyendo un factor de eficiencia y el crecimiento de la demanda) En particular, de aplicarse la tasa de crecimiento de demanda en barras de central prevista para el 2002 sobre el cierre del 2001 (4,2%), los costes unitarios correspondientes son los reflejados en el siguiente cuadro.

Los costes unitarios, como se observa en el cuadro siguiente, son de cuantía inferior para los clientes a mercado que a tarifa, debido a que se ha considerado que el coste de gestión comercial en el que incurre el distribuidor es menor. A este respecto, dado que, a modo de ejemplo, para los equipos de medida de los consumidores cualificados los tiempos de lectura son sensiblemente mayores que para los clientes a tarifa, la anterior suposición puede tornarse errónea, por lo que se estima conveniente analizar todos y cada uno de los costes de las actividades englobadas dentro de la gestión comercial, para, en definitiva, poder validar dichos costes unitarios y evitar de este modo transferencias de rentas indeseables entre un tipo de consumidor y otro.

**Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa y a mercado.
Años 1998-2002. Orden Ministerial de 14 de junio de 1999**

	Valores de costes unitarios (PTA/año)				
	1998	1999	2000	2001	2002
Costes de gestión comercial por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas					propuesta RD
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono (PTA)	1.600	1630	1672	1717	1756
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión (PTA)	309	315	323	332	340
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro (PTA)	118	120	123	126	129
Costes de gestión comercial por consumidores que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado					propuesta RD
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso (PTA)	800	816	837	859	879
Coste unitario anual por recibo emitido por peaje o tarifa de acceso (PTA)	118	120	123	126	129

Asimismo, dicha Orden Ministerial establece un mecanismo de corrección para el caso de que la retribución total obtenida aplicando estos costes unitarios supere el importe global considerado en la tarifa de cada año, si bien no contempla el mecanismo de corrección para el caso contrario, lo que tenderá a ocurrir en la medida en que cada vez acudan más clientes a mercado.

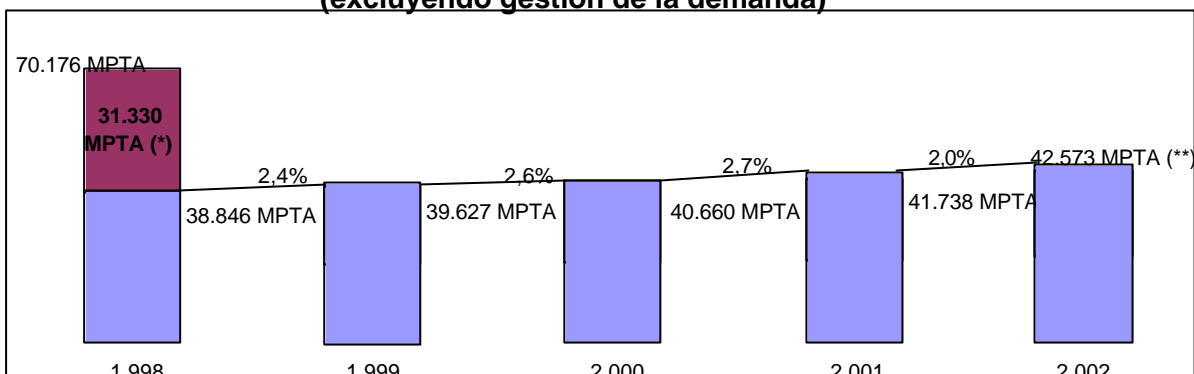
**Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa y a mercado.
Años 1998-2002. Orden Ministerial de 14 de junio de 1999**

	Valores de costes unitarios (cent €/año)				
	1998	1999	2000	2001	2002
Costes de gestión comercial por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas					propuesta RD
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono (Cent€)	962	980	1.005	1.032	1.055
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión (Cent€)	186	189	194	199	204
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro (Cent€)	71	72	74	76	77
Costes de gestión comercial por consumidores que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado					2001 propuesta RD
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso (Cent€)	481	490	503	517	528
		0	0	0	0
Coste unitario anual por recibo emitido por peaje o tarifa de acceso (Cent€)	71	72	74	76	77

4.4.2 Evolución del Coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para 1998, 1999, 2000 y 2001 (R.D. 2016/1997, R.D. 2821/1998, R.D. 2066/1999 y R.D. 3490/2000, respectivamente) determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 421.766 miles de euros para 1998, 235.999 miles de euros para 1999, 244.371 miles de euros para 2000 y 250.850 miles de euros para el 2001. Análogamente, la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2002 fija en 255.869 miles de euros el coste reconocido a esta actividad para dicho año.

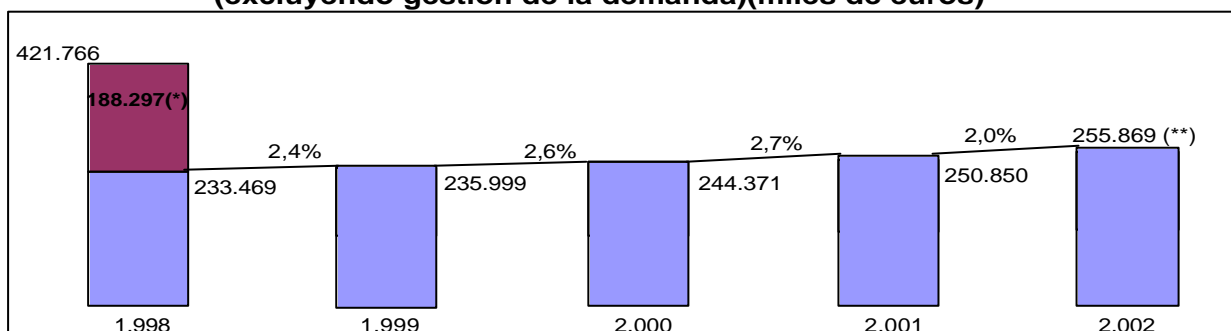
**Evolución de la retribución de los costes de gestión comercial
(excluyendo gestión de la demanda)**



(*) Trasvase de fondos desde retribución de gestión comercial hacia la retribución de la distribución

(**) Incorporando el efecto de otros distribuidores no sujetos al R.D. 1538/1987 con anterioridad al 31 de Diciembre de 1.997

**Evolución de la retribución de los costes de gestión comercial
(excluyendo gestión de la demanda)(miles de euros)**



(*) Trasvase de fondos desde retribución de gestión comercial hacia la retribución de la distribución

(**) Incorporando el efecto de otros distribuidores no sujetos al R.D. 1538/1987 con anterioridad al 31 de Diciembre de 1.997

Respecto a la determinación del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica de estos años hay que hacer dos observaciones citadas en anteriores Informes de la CNE. El primer comentario se deriva de la aplicación de la fórmula de actualización empleada para calcular la retribución de la gestión comercial de los distribuidores.

La aplicación automática del mecanismo de actualización definido en el artículo 20 del Real Decreto 2819/1998, supone que el coste de gestión comercial imputable a la tarifa se incrementa cada año, sin tener en cuenta el efecto, tal y como se ha indicado al hablar de los costes unitarios, de que parte de este coste deja de ser regulado. En definitiva, no considerar, antes de aplicar el mecanismo de actualización, que aquellos clientes que acudan al mercado harán incurrir a los distribuidores en unos supuestos menores costes de gestión comercial, puede suponer una sobrevaloración del importe total de los costes reconocidos a esta actividad.

El segundo comentario se debe al trasvase de fondos realizado en 1999 desde la actividad de comercialización hacia la de distribución de 188.297 miles de euros. Dicho trasvase podría estar retribuyendo actividades de gestión comercial que deben realizar los distribuidores independientemente de si sus clientes están acogidos a tarifas integrales o de acceso. Una vez más hay que señalar que a pesar de que este trasvase fue consolidado en la tarifa de 1999, por el momento no se dispone de información alguna que lo justifique.

Por lo anterior, se incide nuevamente en la necesidad de analizar de una manera pormenorizada las diferentes partidas de costes en los que incurren las empresas distribuidoras en el ejercicio de la actividad de gestión comercial, diferenciando ésta entre los consumidores a tarifa y los consumidores a mercado.

4.4.3 Coste de gestión comercial para el 2002

El artículo 1 punto 4 de la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002 establece que los costes reconocidos destinados a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 255.869 miles de euros, *considerando el coste de comercialización de otros distribuidores no sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad al 31 de diciembre de 1997*. Respecto a este coste reconocido con cargo a la tarifa 2002, la CNE considera necesario hacer los siguientes comentarios.

Si, al igual que en las propuestas tarifarias de los tres últimos años, se aplica al coste de gestión comercial del año precedente la fórmula de actualización de la retribución de la actividad de distribución, considerando un incremento de la demanda del 4,2 %, el coste que se obtendría como retribución de la gestión comercial para el año 2002 asciende a 256.554 miles de euros, según puede verse en el cuadro siguiente.

Coste de Gestión Comercial (MPTA) Año 2002

Retribución 2001	41.738
IPC	2,0 %
Crecimiento Demanda	4,2 %
Fe	30 %
Actualizador	1,022726
Retribución 2002	42.687

Coste de Gestión Comercial (miles de euros) Año 2002

Retribución 2001	250.850
IPC	2,0 %
Crecimiento Demanda	4,2 %
Fe	30 %
Actualizador	1,022726
Retribución 2002	256.554

Al igual que se ha argumentado sobre la retribución de la actividad de distribución, la diferencia entre la cantidad recogida en la propuesta de Real Decreto que se informa y la obtenida por esta Comisión, 685 miles de euros, es debido a la diferencia de la previsión de la demanda prevista en cada uno de los escenarios.

En la información aportada por el Ministerio junto con la propuesta de Real Decreto se presenta un cuadro de costes a recuperar con cargo a peajes. En dicho cuadro se incluye como partida a recuperar en concepto de gestión comercial, la totalidad de la retribución de la actividad de gestión comercial, es decir, 255.869 miles de euros, lo cual, en aplicación del artículo 2 del RD 1164/2001, no es correcto.

El coste de gestión comercial depende de forma crucial del número de clientes y, en el caso de clientes a tarifa, también depende de la potencia contratada en alta tensión. El calendario de elegibilidad actual, por aplicación del artículo 6.Uno del Real Decreto-Ley 6/1999, establece que desde el 1 de julio de 2000 todos los consumidores de alta tensión pueden ir al mercado. En el límite si todos los consumidores elegibles permanecieran en tarifa integral, coincidiría el coste de gestión comercial con la cuantía asignada en la propuesta de tarifa 2002. Cabe

destacar que el peso fundamental del coste de gestión comercial se debe a los clientes de baja tensión (cerca de 21 millones de clientes), los cuales no serán elegibles hasta el 2003 de acuerdo con el artículo 19.Uno del Real Decreto-Ley 6/2000. Más aún, en dicha fecha, a pesar de que la elegibilidad sea plena, habrá que estimar el coste de gestión comercial con cargo a los que permanezcan en tarifa y los que acuden al mercado.

4.4.4 Gestión de la demanda

Con su Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético” la Comisión Europea ha abierto un debate sobre la seguridad y sostenibilidad del abastecimiento energético. En la próxima década deben tomarse en Europa decisiones muy relevantes en materia energética, que condicionarán el futuro por muchos años. El Libro Verde examina separadamente las dos caras de la moneda en el abastecimiento energético: suministro y consumo. Ambas han de formar parte de la política energética común encaminada al abastecimiento y consumo energético sostenible.

Sin embargo es en la faceta del consumo, -el control de la demanda de energía-, donde el Libro Verde juzga que existe un mayor potencial para establecer una estrategia eficaz de actuación. Para ello recomienda varias actuaciones, entre las que destacan la profundización en los procesos de liberalización –para hacer llegar al consumidor la señal de precio-, el establecimiento de mecanismos que aseguren que estos precios reflejan los costes reales, y que se promueva el ahorro energético. Asimismo, el libro sugiere la intensificación de esfuerzos en dos sectores con un fuerte impacto y un gran potencial de mejora: el cambio en los modos de transporte y el ahorro energético en los edificios.

Partiendo de las anteriores consideraciones, se deduce que la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. En España, con el

establecimiento de la elegibilidad total el 1 de enero del año 2003, se habrá dado un gran paso hacia el objetivo de acercar información sobre los precios reales al consumidor final.

No obstante lo anterior, la demanda de electricidad resulta inelástica al precio, sobretodo en sectores como el domestico o el de servicios. En estos casos, de acuerdo con el análisis de los resultados de 1998 efectuados por la Comisión durante el año 2001, se justifican claramente la adopción de programas de gestión de la demanda eléctrica, con el fin de incentivar la penetración en el mercado de nuevas tecnologías de consumo eficiente, como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A o las bombas de calor, así como la realización de campañas de formación y concienciación sobre el ahorro energético.

En nuestro país, se fijaron dotaciones destinadas a los programas de gestión de la demanda en los Reales Decretos de tarifas en los años 1995, 1997 y 1998. La experiencia fue positiva, ya que en determinadas actuaciones se consiguen unos ahorros energéticos que amortizan los incentivos en uno o dos años. Y ello, a pesar de las enormes deficiencias regulatorias que tenían los procedimientos administrativos de asignación, ya que no empleaban mecanismos concurrenciales, con tiempos de promoción muy escasos y en periodos poco propicios para el ahorro (generalmente coincidentes con la campaña de Navidad).

Sin embargo el mayor problema observado ha sido la discontinuidad en el establecimiento de las dotaciones y la ausencia de unas líneas de promoción transparentes y claras.

La Comisión entiende que sería deseable, desde el punto de vista de la eficiencia energética, la seguridad en el abastecimiento y de la protección medioambiental la adopción de una política estable y continua de gestión de la demanda eléctrica.

El propio Plan de Fomento de las Energías Renovables considera la necesidad de actuar sobre la demanda para poder alcanzar en 2010 el objetivo de que este tipo de energía cubra al menos el 12 por 100 del total de la demanda energética en España.

En cuanto a las referencias internacionales, podemos encontrar ejemplos útiles ya que son varios los países en los que se ha tratado de influir sobre la demanda de energía eléctrica dentro del marco de la liberalización energética.

Para ello, se han desarrollado e implementado diversos sistemas, como los de informar al consumidor sobre el mix de generación y emisiones asociadas a la energía que consume o respecto a sus hábitos de consumo, o sistemas basados en proporcionar ayuda financiera para la adquisición de equipos más eficientes en forma de créditos, descuentos en la facturación o pagos directos. De la misma forma existen acuerdos voluntarios entre consumidores y distribuidores, programas de control de carga en periodos de punta, etc.

La Comisión considera importante introducir una dotación en la tarifa que se destine a la incentivación de estos programas, acompañada de una mejora en los mecanismos de asignación de los incentivos de forma que puedan concurrir a ellos tanto distribuidores como comercializadores.

4.5 Costes permanentes del sistema

4.5.1 Costes e ingresos de Extrapeninsulares

La propuesta de RD por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002 determina unas cuotas del 1,601 % y del 3,892 % sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, como “compensación

extrapeninsular". Si se toman los ingresos previstos en el año 2002 de la información adicional suministrada, resultan 33.480 MPTA por este concepto, de los cuales, 31.718 MPTA corresponden a la propia compensación de costes, y 1.762 MPTA como compensación por pérdida de ingresos de clientes cualificados. En el año 2001, las cuotas establecidas fueron del 1% de la tarifa integral y del 2,889% a tarifa de acceso, para atender una compensación prevista de 21.600 MPTA.

En estos momentos, cuatro años después desde la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, no se dispone aún de marco regulatorio específico de las actividades eléctricas que se desarrollan en los sistemas insulares y extrapeninsulares tal como contempla la propia Ley.

La Comisión debe reiterar nuevamente que considera urgente el desarrollo normativo de la Ley del sector para los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el fin de paliar la inseguridad regulatoria actual, la discriminación de empresas y consumidores insulares y para evitar las distorsiones entre las cantidades presupuestadas en las tarifas anuales y los importes que finalmente resulten para la compensación extrapeninsular. Al prolongarse esta situación en el tiempo (ya más de cuatro años) se pueden incrementar estas distorsiones.

La CNE ha realizado diversos análisis sobre el soporte jurídico de la regulación que debe aplicarse en la determinación de la compensación definitiva extrapeninsular, en ausencia de desarrollo de la Ley. A estos efectos ha elaborado un informe, remitido a la Dirección de Política Energética y Minas, en el que pone de manifiesto la existencia de dos posibles interpretaciones jurídicas en relación con el tratamiento de los sobrecostes extrapeninsulares, durante el período en que, vigente ya la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y pendiente de desarrollo reglamentario el artículo 12 de la mencionada Ley, han estado recaudándose de los consumidores, conforme a los sucesivos Decretos de Tarifas

para 1998,1999 2000 y 2001, unos porcentajes de la facturación para atender al destino específico “Compensación extrapeninsulares”, y, por otra parte, han estado desarrollándose en los territorios extrapeninsulares las actividades de producción transporte y distribución con un determinado coste.

La cuestión central, en torno a la cual surgen las dudas interpretativas, no es la de si ha lugar o no la retribución de los sobrecostes extrapeninsulares, sino la cuestión concreta de cual es la cuantía a reconocer por dicho concepto, y más en concreto aún, si es posible determinar esa cuantía tomando como referencia normativa la Orden de 20 de junio de 1986, anterior a la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, y cuya vigencia y aplicabilidad puede ser cuestionada.

La Orden de 20 de junio de 1986, emitida en el marco jurídico global denominado “Marco Estable”, al que luego hubo de adaptarse como consecuencia de la aplicación en el ámbito peninsular del RD 1.538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio, determinaba los sobrecostes compensables a partir de la comparación sucesiva de los costes estándares de generación y transporte en territorios extrapeninsulares y los costes estándares peninsulares por los mismos conceptos globales, y de los costes de mercado.

En primer lugar, cabe afirmar que existen en todo caso dificultades para la aplicación de la Orden en este momento, como consecuencia de que no se ha emitido desde 1997 ninguna de las Resoluciones de la Dirección General de Energía (hoy Dirección General de Política Energética y Minas) que concretaban para cada ejercicio determinados parámetros y tasas de retribución.

En segundo lugar, se plantean dificultades respecto a su aplicación práctica al intervenir en la compensación la diferencia de costes de generación extrapeninsulares y peninsulares, cuando a partir de 1998 el marco regulatorio

únicamente considera en la península precios, en lugar de costes. Es por esto, que la Comisión en el informe de tarifas de 2000 propuso alternativamente determinar la compensación como diferencia entre costes e ingresos circunscritos al ámbito peninsular. Sin embargo, en el supuesto de considerar vigente la Orden de 1986, esta adaptación puede presentar problemas jurídicos derivados de realizar una interpretación amplia de la misma.

En tercer lugar, se plantea la vigencia de la Orden de 1986 sobre la base de lo establecido en las Disposiciones Derogatoria Única y Transitoria Primera de la Ley 5/1997, al existir dudas sobre si ésta es opuesta a la Ley, o si, por el contrario, es compatible con ella. En el primer caso, habría de entenderse derogada y no aplicable, por efecto de la Cláusula derogatoria general contenida en la Disposición Derogatoria Única de la Ley, y con arreglo a lo establecido en el artículo 2.2 del Código Civil. En el segundo caso, y conforme asimismo al artículo 2.2 del Código Civil, si la Orden de 20 de junio de 1986 fuera compatible con la Ley 54 /1997, habría de ser aplicada, por dificultoso que fuera el ajuste, y teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 89.4 de la Ley 30/1992 que obliga a la Administración a resolver, sin que la misma pueda abstenerse de hacerlo, por “silencio, oscuridad o insuficiencia de los preceptos legales aplicables al caso”.

La CNE, en las conclusiones de su informe y a la vista de la trascendencia que conlleva el resultado de la vigencia o no de la Orden Ministerial de 1986, considera preciso que se someta esta cuestión al dictamen de los órganos consultivos que específicamente tienen atribuida esta función en nuestra legislación.

En la propuesta de Real Decreto que se informa se determina la compensación como diferencia entre los costes e ingresos del ámbito extrapeninsular. Para los costes de generación, se emplean nuevos criterios basados en los valores que figuran en las auditorias de 2000, lo que se aparta de los mecanismos de

determinación de los costes estándares empleados en la determinación de la compensación del año 1997 y anteriores.

La Comisión ha realizado diversas estimaciones sobre el valor de la compensación, aunque todas ellas adolecen de un soporte jurídico claro y definido. Estas estimaciones estarían entre las de la propuesta de Real Decreto de tarifa 2002 y la calculada por ENDESA.

Asimismo, y al igual que el año anterior, se ha de señalar la posible improcedencia de la disposición adicional segunda de la propuesta al señalar que la cuantía de la compensación prevista para el año 2001 es provisional, en tanto no sea desarrollada la Ley, ya que ésta debe tener siempre este carácter, independientemente que se considere o no vigente la Orden de 1986, puesto que de acuerdo con su artículo 12 se han de considerar los costes específicos de estos sistemas, que contemplan los costes de combustible, los de operación y mantenimiento, los de inversión y los de la necesaria reserva de capacidad de generación, y que en un análisis de previsión ex-ante, no es posible determinarlos con certeza.

Por todo ello, la Comisión considera urgente el desarrollo normativo de la Ley del Sector Eléctrico para los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el fin de paliar la inseguridad regulatoria actual, la discriminación de empresas y consumidores insulares y para evitar posibles insuficiencias de retribución presupuestadas en las tarifas.

4.5.2 Operador del Sistema

Retribución

Esta Comisión considera importante preservar la independencia del Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica del sistema y del transporte. La propuesta del Ministerio de Economía prevé retribuir al Operador del Sistema con 1.700 millones.

REE ha solicitado, como retribución a la actividad de Operación del Sistema, 4.174 MPTA. Esta Comisión considera que para que REE obtenga una retribución adecuada como empresa regulada, dicho valor debería ser 2.250 MPTA.

Además, la CNE considera que la retribución del Operador del Sistema debería concretarse con mucha mayor exactitud mediante el desarrollo de una fórmula de retribución que, al tiempo de dotar de predecibilidad a los ingresos del citado Operador, permitiese ir introduciendo incentivos a la actuación eficiente del mismo (por ejemplo, en la gestión de restricciones o en la previsión de la demanda).

Comentarios al artículo 6 de la propuesta de Real Decreto

La Comisión Nacional de Energía, como ya indicara en su informe a la tarifa de 2001, considera que se ha de establecer unos precios para las actuaciones relativas a los puntos de medida tipos 1 y 2 definidas en el Reglamento de Puntos de Medida, y que esto es mejor que incluir los costes derivados de estas actuaciones en los de la Operación del Sistema.

No obstante, si bien no se ha publicado, existe un borrador de Real Decreto de Puntos de Medida elaborado por el Ministerio e informado por esta Comisión que

viene a diferenciar claramente las actuaciones que se realizan con clientes, de aquellas que se realizan con el resto de los agentes. Esto resulta razonable ya que, tanto el tamaño y número de los puntos de medida, el hecho de que puede suponer una barrera de entrada al mercado liberalizado y la existencia de unas tarifas de acceso a las redes, aconsejan diferenciar el tratamiento a dar a los consumidores cualificados.

Por ello, se considera que unos precios máximos como los propuestos en el Anexo VI de la propuesta de Real Decreto que se informa, resultan excesivos y no deben bajo ningún concepto aplicarse a los consumidores, sobre todo si se tiene en cuenta que todos los consumidores, en tanto no se modifique el R.D. de Puntos de Medida, son como mínimo del tipo 2. En todo caso se podrían establecer dichos precios máximos para las actuaciones que se lleven a cabo en las fronteras de generación, transporte y distribución.

Por tanto, se considera necesario que el OS presente anualmente a esta Comisión los estados contables de las operaciones correspondientes a las actuaciones derivadas del Reglamento de Puntos de Medida y sus ITC.

4.5.3 Retribución del Operador del Mercado

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) percibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de Operación del Mercado. Dichos ingresos se determinan como unos porcentajes aplicables sobre la facturación del sector eléctrico por el suministro efectivo de energía eléctrica y los peajes. Dichos porcentajes son fijados anualmente por el Ministerio de Economía.

Debe tenerse en cuenta que OMEL ofrece servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten tanto en la organización de cursos como servicios de asesoramiento. También es posible que el OMEL

utilice la experiencia acumulada en el mercado español y realice actividades de consultoría, dimensionando su plantilla, para así dedicarla a una actividad no regulada.

La propuesta del Ministerio de Economía es retribuir al Operador del Mercado con 1.700 millones. Sin embargo, la propia OMEL solicitó 1.531 MPTA como retribución propia, por lo que esta Comisión considera que esta debe ser la retribución considerada en el Real Decreto de Tarifas. Además, esta Comisión considera que esta cifra debería concretarse en el futuro con mucha mayor exactitud mediante el desarrollo de una fórmula de retribución que, al tiempo de dotar de predecibilidad los ingresos del citado Operador, permita ir introduciendo incentivos a la actuación eficiente del mismo.

Finalmente, y en línea con comentarios y propuestas presentados por el OMEL, esta Comisión considera interesante analizar la posible implantación gradual de un mecanismo mediante el cual el OMEL pueda obtener parte de sus ingresos de las aportaciones de los agentes que operan en el mercado de producción de energía eléctrica.

4.6 Costes de Transición a la Competencia

4.6.1 Stock de carbón autóctono.

El RD 2017/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. En su artículo 9 establece los costes de transición a la competencia de acuerdo con la DT 6ª de la Ley 54/97, y en su artículo 13 establece dentro de los anteriores, el importe “máximo” de la asignación por compensación del stock de carbón autóctono a 31 de diciembre de 1997 en

40.911 MPTA. Por último, el artículo 14 del mencionado RD 2017 establece que los componentes del importe base global máximo de costes de transición a la competencia a 31 de diciembre de cada año, entre los que se encuentra la compensación descrita, debe ser actualizado con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés que lo sustituya.

Con fecha 19 de octubre de 1998 el Ministerio de Industria y Energía dicta una Orden Ministerial, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas, que establece en su anexo II las existencias de carbón autóctono CECA, por centrales, a 31 de diciembre de 1997. Asimismo, en el mismo anexo, se establece el valor de dicho stock.

La Memoria Económica del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, establece la metodología para la determinación del sobrecoste del carbón almacenado al inicio del nuevo marco regulatorio, como diferencia entre el precio del carbón nacional para cada central y el precio del carbón de importación situado en cada central (restándole el transporte) por las toneladas existentes en el parque a 31 de diciembre de 1997.

En la Resolución de la Secretaría de Estado de la Energía y Recursos Minerales de 20 de noviembre de 1997, se establecen los parámetros A_o y B_o para la determinación del precio del carbón nacional situado en cada central. Asimismo, en su Anexo se expresa el precio CIF del carbón importado y el precio medio de este carbón en central térmica. Al deducir de este precio medio el coste también medio de transporte, se obtiene el precio del carbón de importación de comparación: 1,121 PTA/th PCI.

En base a estas disposiciones se puede determinar el sobrecoste del carbón autóctono almacenado a 31.12.97, según los valores del cuadro siguiente:

EXISTENCIAS Y SOBRECOSTE DEL CARBÓN AUTÓCTONO EN LAS CENTRALES TÉRMICAS ESPAÑOLAS

CENTRAL	CARBÓN	PCI 97 te/t	Existencias 31/XII/97			Precio C. I. PTA/te	Sobrecoste mPTA
			kt	mPTA	PTA/te		
Aboño	H+A	5.156	254	1.736	1,323	1,121	265
Lada	H+A	5.193	314	2.297	1,408	1,121	468
Soto Ribera	H+A	4.972	323	2.260	1,408	1,121	460
Narcea	H+A	5.246	341	2.562	1,433	1,121	558
Anllares	H+A	4.895	685	5.485	1,635	1,121	1.724
Compostilla	H+A	4.830	1.055	8.115	1,592	1,121	2.402
La Robla	H+A	5.484	420	3.517	1,527	1,121	936
Velilla del Río Carrión	H+A	4.992	228	1.875	1,650	1,121	601
Puertollano	H+A	4.344	146	1.202	1,890	1,121	489
Puente Nuevo	H+A	3.679	303	1.941	1,739	1,121	690
Serchs	LN	2.827	91	447	1,740	1,121	159
Escatrón	LN	3.884	431	2.779	1,660	1,121	903
Teruel	LN	3.207	1.099	5.540	1,572	1,121	1.591
Escucha	LN	3.348	298	1.937	1,944	1,121	820
Puentes	LP	1.745	183	587	1,838	1,121	229
Meirama	LP	1.886	-	-	-	1,121	-
TOTAL		3.754	6.171	42.280	1,825	1,121	12.296

Dado que el periodo de recuperación de los costes de transición a la competencia se ha extendido hasta el 2010, la Comisión considera que se debería utilizar este horizonte para determinar el coste a imputar en la tarifa de 2002 por este concepto.

Por tanto, en base a lo anterior, la CNE considera apropiado fijar para 2002 el coste de 339 MPTA recogido en la propuesta de Real Decreto, ya que es el que corresponde con estos criterios, de acuerdo con el resultado del cuadro siguiente.

DISTRIBUCIÓN DEL SOBRECOSTE DEL STOCK DE CARBÓN AUTÓCTONO A 31.12.97														TOTAL	MAXIMO CTC'S
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Tasa monetaria(%)	4,25%	2,94%	4,38%	4,25%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%		
Tasa monetaria acum.(%)	4,25%	7,31%	12,02%	16,78%	20,86%	25,09%	29,47%	34,00%	38,69%	43,55%	48,57%	53,77%	59,15%		
Importe Stock PTA corrientes (10 años)	4.091	4.091	1.163	1.163	509	527	545	564	584	604				13.840	58.727
Importe Stock PTA constantes (10 años)	3.924	3.812	1.038	996	421	421	421	421	421	421				12.296	40.911
Importe Stock PTA corrientes (13 años)	4.091	4.091	1.163	1.163	339	351	363	376	389	403	417	431	447	14.024	65.111
Importe Stock PTA constantes (13 años)	3.924	3.812	1.038	996	281	281	281	281	281	281	281	281	281	12.296	40.911

4.6.2 Prima del carbón autóctono

La DT 4ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, otorga al Gobierno la posibilidad de establecer incentivos al consumo de carbón autóctono, para las cantidades fijadas por el Ministerio. *“Dichos incentivos incorporarán, en su caso, una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh para aquellos grupos de producción y en la medida en que hayan efectivamente consumido carbón autóctono, y por la cuantía equivalente a su consumo únicamente de carbón autóctono”*.

El RD 2017/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. En su artículo 9 establece los costes de transición a la competencia de acuerdo con la DT 6ª de la Ley 54/97, y en su artículo 13 se establece dentro de los anteriores, el importe *“máximo”* de la asignación por consumo de carbón autóctono en 254.365 MPTA. Por último, el artículo 14 del mencionado RD 2017 establece que los componentes del importe base global máximo de costes de transición a la competencia a 31 de diciembre de cada año, entre los que se encuentra la prima, deben ser actualizado con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés que lo sustituya.

La DA 1ª del RD 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes, modificó la prima al consumo de carbón autóctono, para el ejercicio de 1998 que fue establecida en el RD 2017/97. Además, en la DA 2ª del citado RD 2820/1998 se reguló una nueva forma de devengar prima, estableciendo que las centrales que estuvieran en los cinco primeros años de vida

útil podrán percibir la prima aplicada sobre la producción equivalente a “la adquisición” del carbón autóctono, y no a su consumo efectivo.

Con fecha 26 de noviembre de 2001 el Ministerio de Industria y Energía dictó una Orden Ministerial, por la que se establecía para 2001 la prima al consumo de carbón autóctono.

La CNE con fecha 29 de mayo de 2001 informó la propuesta de Orden Ministerial anterior, señalando que dentro de las posibilidades de desarrollo que ofrece la DT 4ª de la Ley 54/97 al establecer una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh, se ha adoptado hasta la fecha la solución de computar dicho promedio para el conjunto de centrales durante el periodo multianual de 8 años del Plan de la Minería.

En la documentación que se acompaña a la propuesta de RD se establece un coste en concepto de prima al carbón autóctono para el año 2002 de 38.174 MPTA que resulta de considerar las primas de 2001, reducidas en un 4%. En dicha información no se indican las cantidades de carbón CECA máximas consideradas para el año 2002, aunque hay que entender, siguiendo los criterios de los años anteriores, que corresponden a las cantidades que figuran en contratos de suministro a largo plazo.

No obstante, esta Comisión considera que si se quiere cumplir la DT 4ª de la Ley 54/97 y otorgar 1 PTA/kWh a la producción con carbón autóctono durante el periodo de vigencia del Plan de la Minería, se debería reducir el nivel de las primas en el año 2002. La Comisión, en línea con lo manifestado en su referido informe de 29 de mayo de 2001, entiende que la prima promedio a aplicar durante

el año 2002 debería de estar próxima a 1 PTA/kWh, con lo que se obtendría un importe inferior a los 38.174 MPTA presupuestadas en la tarifa de 2002. Considerando este último importe, la prima promedio acumulada durante el periodo 1998 – 2002 ascendería a 1,12 PTA/kWh, en pesetas constantes de 1997, superior a 1 PTA/kWh establecida en la Ley. Si se mantiene esta previsión, es necesario, pues, reducir las primas en años sucesivos para no sobrepasar al final del periodo del Plan el límite de 1 PTA/kWh.

Por otra parte, como resultado de la aplicación del Real Decreto de liquidaciones de actividades y coste regulados (RD 2017/1997) y la Resolución de 13 de marzo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece la prioridad del cobro de la prima al consumo de carbón autóctono del primer semestre del año 2000 sobre las asignaciones general y específica de la retribución fija de 2001, hasta la liquidación número 10 de 2001 únicamente se han pagado 5.264 MPTA de los 20.529 MPTA devengados y no cobrados en el año 2000. La Comisión prevé que en la liquidación anual de 2001 no quede remanente para poder pagar estos 20.529 MPTA, por lo que será preciso que se abone este importe con cargo a los CTC's presupuestados en 2002. Para ello, se ha de entender que este importe se contempla en el concepto "resto de CTC's por diferencias" presupuestado en la tarifa de 2002 y será preciso que la citada Dirección General emita la correspondiente Resolución para poder hacer efectivo el pago durante 2002.

Asimismo, en la documentación que acompaña la propuesta de RD que se informa se incluye una partida de menos 2.902 MPTA en aplicación de la Decisión de 25 de julio de 2001 de autorización de los CTC's por parte de la UE, en concepto de primer pago (de los cuatro previstos) por devolución de la parte de la prima de los años 1998 y 1999 correspondiente al exceso sobre el umbral del 15 % de energía primaria necesaria para producir electricidad, como consecuencia

de haberse primado en dichos años una cantidad de energía autóctona superior a dicho umbral, todo ello de acuerdo con establecido en la Directiva 96/92/CE. Además, en dicha propuesta de RD también se detraen de la partida de costes de transición a la competencia 14.611 MPTA, en concepto de descuento a imputar a la energía importada de países de la UE en años anteriores, también como consecuencia de aplicar la anterior Decisión de 25 de julio de 2001.

La Comisión considera correctas estas aplicaciones, pero los valores indicados difieren de los calculados por la misma, de acuerdo con lo indicado en el Anexo I, señalando al mismo tiempo la necesidad de regular los criterios y la forma en que se deben detraer estos importes de los agentes que en su momento los cobraron y, en el segundo caso, el mecanismo de devolución a los consumidores.

4.6.3 CTC´s por diferencias

Como ya se ha indicado, se debería interpretar que en la partida de 59.838 MPTA recogida en la información complementaria aportada por el Ministerio como parte del cálculo de los Costes Permanentes previstos, denominada “Resto Costes de Transición a la Competencia por diferencias” se encuentran los 20.529 MPTA correspondientes a la prima al carbón autóctono de 2000 devengada y no cobrada.

Asimismo, será preciso regular el mecanismo de recuperación de los generadores y de devolución a los consumidores del mencionado descuento de 14.611 MPTA, por la energía importada de países de la UE, también como consecuencia de aplicar la Decisión de 25 de julio de 2001.

Por otra parte, la supresión de la cuota de CTC's ha tenido una incidencia en relación con los peajes que aplican los distribuidores acogidos a la D.T. 11 de la Ley 54/1997. De acuerdo con el contenido del punto 4 del artículo primero de la Ley 9/2001 de 4 de junio, los costes que se deriven de la retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. Este precepto no se ha cumplido a partir de febrero de 2001 en el caso de los peajes cobrados por las distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, ya que han contribuido a aumentar el margen del distribuidor, sin destinar cantidad alguna a CTC's.

En el anexo II a este informe se adjuntan unos comentarios y propuestas de actuación acerca de la supresión de la cuota de los CTC's y su repercusión en las tarifas de acceso de 2001. Dichos comentarios fueron remitidos por la Comisión a la Dirección General de Política Energética y Minas en julio de 2001.

4.7 Costes de Diversificación y seguridad de abastecimiento

4.7.1 Compensaciones a los pequeños distribuidores por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes.

En el año 2002 habrá que compensar a los distribuidores no acogidos al Real Decreto 1538/1987 por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos derivada de que ciertos consumidores cualificados hayan adquirido en el pasado energía en el mercado o la adquieran durante el 2002.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, considerando el saldo de recaudación previsto en 2001, es posible hacer una estimación de las necesidades para el año 2002 previstas en concepto de compensaciones a los pequeños distribuidores. El resultado de esta estimación es el siguiente: por interrumpibilidad 500 MPTA, por régimen especial, 950 MPTA y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes 1.300 MPTA. Todo ello supone 2.750 MPTA, cifra muy similar a la prevista en la propuesta que se informa.

Se ha de señalar que aún está pendiente la aprobación de la regulación de la compensación por pérdida de ingresos por consumidores cualificados. El consejo de Administración de la CNE aprobó con fecha 24 de julio de 2001 una propuesta de Resolución a estos efectos, que fue remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Por otro lado, el Real Decreto 2819/1998, en su Disposición Adicional Segunda apartado primero, establece que estas empresas distribuidoras podrán solicitar su inclusión en el régimen económico general. Así mismo, la Disposición Adicional Segunda apartado segundo, del mencionado Real Decreto 2819/1998, señala que para aquellas empresas que bien de forma voluntaria, bien por obligación legal, al haber sobrepasado el crecimiento fijado como vegetativo, adquieran parte de la energía como sujetos cualificados en el mercado de producción, se fijará la retribución inicial correspondiente a esa parte de la energía que adquieran como sujetos cualificados.

En opinión de la Comisión parece interesante considerar la posibilidad de incluir en el futuro el margen de este colectivo en la partida de costes de distribución de la tarifa. La inclusión del margen llevará asociado un aumento de la partida de

costes de distribución y un aumento de la facturación, al ser aportados los ingresos de los pequeños distribuidores al conjunto del sistema (descontados los ingresos que se obtendrían de la tarifa D).

Esto supondría incluir a todos los pequeños distribuidores en la bolsa de retribución de la distribución y que se les liquide como a los distribuidores del régimen general. Esta medida se ajustaría a lo dispuesto en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 2819/1998, respetándose el carácter transitorio reconocido en la citada normativa, al ponderar en la bolsa el margen que les correspondería por diferencia de tarifas y lo que les correspondería por aplicación de los mismos criterios de retribución que a los distribuidores del régimen general. La bolsa se actualizaría anualmente vigilando que los márgenes reconocidos no fueran superiores a lo que les hubiera correspondido por la diferencia de tarifas de cada año. Esto resolvería, entre otros, el problema de calcular las compensaciones que les corresponderían por tener clientes cualificados conectados a sus redes que ejerzan el derecho de elegibilidad, particularmente importante a partir de julio de 2000, y de imposible tratamiento a partir del 1 de enero del 2003, cuando todos los consumidores sean cualificados.

4.7.2 Régimen Especial

4.7.2.1 Introducción

El régimen especial viene regulado por el RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Dicho Real Decreto derogó el RD 2366/94, de 9 de diciembre, sobre producción de energía por

instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, estableciendo un régimen transitorio para aquellas instalaciones que estuvieran acogidas al RD2366/94 a la entrada en vigor de la Ley del Sector, en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia.

En este sentido, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002 propone en su anexo IV la actualización de las primas y precios finales establecidos en el RD 2818/1998, así como de las tarifas aplicables a las ventas de energía procedentes de las instalaciones que transitoriamente permanecen acogidas al RD 2366/1994.

Asimismo, la propuesta introduce transitoriamente un nuevo incentivo para la participación de la cogeneración del RD 2366/1994 en el mercado de producción, en tanto no sea desarrollado el artículo 17 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio.

4.7.2.2 Precios

a) Instalaciones acogidas al RD 2818/1998

El RD 2818/1998, de 23 de diciembre, fija las primas para cada tipo de instalación así como los criterios para la actualización anual de las mismas. Estos criterios son:

- Grupo a⁴ (cogeneración) y Grupo d⁵ (minimización de residuos): *“...de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales”..*
- Grupo b⁶ (renovables): *“...teniendo en cuenta la variación del precio medio de venta de la electricidad, que se aplicará sobre la suma del precio de mercado y la prima.”*
- Grupo c⁷ (residuos): *“ ... de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección o con la variación del precio medio de mercado cuando todos los consumidores sean cualificados, ponderando ambas variables a partes iguales.”*
- Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas de potencia superior a 50 MW⁸: *Estarán sujetas a las mismas actualizaciones que el grupo c.*

Estos criterios genéricos, que ya fueron aplicados por primera vez en el RD por el que se establecía la tarifa eléctrica para el año 2000, han sido los que se han seguido en esta propuesta de Real Decreto. En este sentido, los valores de referencia utilizados para calcular las variaciones de los tipos de interés y de los precios del gas han sido elegidos teniendo en cuenta la pauta fijada en esa primera vez. Si bien estos valores de referencia no están calculados siguiendo una regla homogénea, tal y como se indicó en el informe que esta Comisión realizó a la propuesta de tarifas del año 2000, se entiende que resulta más

⁴ Artículo 27.3 del RD 2818/1998

⁵ Artículo 30.2 del RD 2818/1998

⁶ Artículo 28.2 y 28.3 del RD 2818/1998

⁷ Artículo 29.2 del RD 2818/1998

correcto en términos regulatorios mantener los mismos criterios aplicados en los años anteriores.

En este punto , cabe señalar que según establece el artículo 32 del RD 2818/1998 *“Modificaciones de primas y precios”*, *cada cuatro años se revisarán las primas fijadas en el presente capítulo⁹ de este Real Decreto, así como los valores establecidos para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico, atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema.*

Adicionalmente, la Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 determina la necesidad de establecer un Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) , cuyos objetivos deben ser tenidos en cuenta en la fijación de las primas. Dicho Plan fue aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999, y en él se consideró como factor de actualización de las primas, un 1,5% para cada uno de los años incluidos en el período de análisis (años 2000 a 2006). Aparentemente, los objetivos de dicho Plan no se han podido tener en cuenta a la hora de fijar las primas para el 2002, ya que éstas se actualizan con la variación del precio de venta de la electricidad.

Por ello, las tarifas correspondientes al año 2003 deberán ser revisadas conforme a los parámetros mencionados en el artículo 32 del RD 2818/1998 y teniendo en cuenta los objetivos recogidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

⁸ Artículo 31 del RD 2818/1998

⁹ Capítulo IV Régimen Económico

Finalmente, esta Comisión quiere reiterar nuevamente, como ya lo hiciera entre otros, con ocasión del informe de 14 de julio de 1998 sobre la propuesta de Real Decreto de producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, que sería deseable que la regulación de promoción de determinadas energías limpias contemplara mecanismos de mercado, dentro de las circunstancias concretas de cada subsector.

En cuanto a las actualizaciones correspondientes a las tarifas del año 2002 el cuadro siguiente muestra los valores utilizados para la actualización de las primas y precios en esta propuesta.

Parámetros de actualización precios y primas RD 2818/1998 para el año 2002

VARIABLE DE ACTUALIZACIÓN DE LAS PRIMAS	VARIACIÓN
Variación interanual del tipo de interés	(1)
Variación del MIBOR a tres meses de noviembre de 2001 respecto a noviembre de 2000 ¹⁰	-33,86%
Variación del precio del gas	(2)
Variación de la media anual de la tarifa firme de gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/a de 2001 respecto a 2000 ¹¹	3,29%
Variación de tarifa eléctrica consumidores sin capacidad elección	(3)

¹⁰ MIBOR a tres meses mes de Noviembre de 2000=5,08%

MIBOR a tres meses mes de Noviembre de 2001= 3,36%

¹¹ Precio medio gas año 2000= 1,9028 cent€/te (3,166 Pta/te)
 Precio medio gas año 2001= 1,9654 cent€/te (3,270 Pta/te)

Variación de las tarifas de suministro entre la previsión de tarifas 2002 y la previsión de tarifas 2000	0,412%
Variación del precio medio de electricidad	(4)
Variación de las tarifas de suministro entre la previsión de Tarifas 2002 y la previsión de tarifas 2001	0,321%
Media (1), (2) y (3)	-10,05%
Media (1) y (3)	-16,72%

Por tanto, aplicando la metodología anterior se obtienen las siguientes primas y precios para el 2002, en cent €/kWh, que son coincidentes con los que refleja la propuesta de Real Decreto que se informa:

Precios y primas para 2002 actualizados según metodología y recogidos en el apartado 1 del Anexo IV del RD de Tarifas para 2002¹²

RD2818			PRIMA' 01	PRIMA'02	Variación 02/01
Grupo	Tipo Instalación	Potencia MW	cent €/kWh	cent €/kWh	
A	a.1	P<=10	2,4641	2,2117	-10,05%
B	b.2		2,8788	2,8969	0,72%
	b.3		2,9870	3,0051	0,70%
	b.4		2,9870	3,0051	0,70%
	b.6		2,7707	2,7887	0,73%
	b.7		2,5603	2,5783	0,77%
Artículo 31 RD2818/98			0,7032	0,5830	-16,72%
C		P<=10	2,5844	2,1516	-16,72%
D	d.1		3,0111	2,7106	-10,05%
	d.2		3,0111	2,7106	-10,05%
	d.3		1,9292	1,7369	-10,05%

¹² Se ha tomado para las instalaciones tipo b), un precio medio de mercado tanto para el año 2002 como previsión de cierre de 2001 de 3,5460 cent€/kWh (5,9 Pta /kWh)

Artículo 28.3 RD2818/98					
B	b.2		6,2625	6,2806	0,32%
	b.3		6,3647	6,3827	0,32%
	b.4		6,3647	6,3827	0,32%
	b.6		6,1544	6,1724	0,32%
	b.7		5,9440	5,9620	0,32%

b) Instalaciones acogidas al RD 2366/94

El artículo 14 del RD 2366/94 establece que las tarifas “se actualizarán anualmente ... con la variación media de las tarifas eléctricas”. Asimismo, aclara que “los términos de energía y potencia ... corresponden a los valores ... de determinadas tarifas de consumo eléctrico”.

La propuesta de RD de Tarifa para el año 2002 ha establecido como parámetro de actualización el incremento de un 0,412% de los términos de potencia y energía correspondientes a las instalaciones acogidas al RD 2366/1994 respecto los establecidos para el año 2001 (RD 3490/2000). Con ello, las términos aplicables para 2002 se recogen en la siguiente tabla:

**Precios correspondiente a las instalaciones acogidas al 2366/1994 para el año 2002
aplicando un incremento del 0,412% con respecto al año 2001**

RD 2366/1994 AÑO 2002		Término de Potencia	Término de energía	Tarifa correspondiente
Tipo instalación	Potencia instalada	Cent €/kW y mes	Cent €/kWh	
Grupo A (renovables)	P=100	176,6976	5,8779	1.2.
Grupo B (biomasa y residuos)	P=100	363,6123	5,3469	2.2
Grupo C,D y E (cogeneración y otras)	P=15	955,6092	4,3270	3.2
	15<P=30	926,1597	4,1701	3.3
	30<P=100	897,9121	4,0494	3.4
Grupo F (minihidráulica)	P=10	176,6976	5,8780	1.2

No obstante, con esta metodología se rompe con el criterio de actualización utilizado en los años anteriores 2000 y 2001 para estas instalaciones, que asociaba los valores de cada grupo a los establecidos en sus tarifas correspondientes. Si se hubiese mantenido el criterio de actualización empleado en 2000 y 2001, las tarifas resultantes serían aproximadamente un 0,6% superior.

El procedimiento de actualización utilizado en 2002 corresponde al establecido en el RD 2366/1998. Sin perjuicio del resultado numérico obtenido en la actualización, esta Comisión entiende que estos cambios de criterio son negativos desde el punto de vista de la seguridad jurídica y regulatoria, por lo que se debería optar por el mantenimiento de un criterio determinado. Por ello, aprovechando la revisión de estas tarifas que ha de tener lugar para el 2003, de

acuerdo con el artículo 32 del RD 2818/1998, la Comisión propone que se establezca claramente la metodología de actualización y se mantenga ésta hasta el final del periodo transitorio.

4.7.2.3 Nuevo incentivo para la participación de la cogeneración en el mercado

El Real Decreto Ley 6/2000 pretendía, entre otros aspectos, completar la regulación eléctrica para impulsar y conciliar dos objetivos: de un lado, la mejora medioambiental, al continuar promocionando las energías especiales y mantener el mecanismo de las primas actuales, y por otro, el incremento de la eficiencia del sistema eléctrico, al introducir señales regulatorias que incentivan un acercamiento de estas energías al mercado.

La CNE informó el 18 de abril de 2001 una propuesta de Real Decreto de desarrollo los artículos 17, 18 y 21 de dicho Real decreto Ley, mediante la que se introducía en una disposición transitoria un nuevo incentivo para la participación en el mercado de producción de los productores en régimen especial cuyas instalaciones estuvieran ligadas al gas natural o a los derivados del petróleo.

En su informe, la Comisión propuso que el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto fuera todo el régimen especial, sin excluir a las energías renovables no consumibles, ni a las instalaciones de régimen especial de potencia igual o inferior a 5 MW, ya que no existían razones relevantes para realizar esta exclusión. Asimismo, la CNE consideraba que se debería realizar un análisis en profundidad sobre la viabilidad económico financiera de las instalaciones de cogeneración que utilizan combustibles líquidos y gas natural, para determinar la

suficiencia del incentivo que se proponía, y además, que en su diseño se contemplara adecuadamente la influencia que puede tener en la remuneración de estas instalaciones las variaciones en los precios marginales del mercado, a fin de evitar remuneraciones excesivas o escasas.

Hasta el momento no ha sido aprobada dicha propuesta. No obstante, en la determinación de la tarifa eléctrica de 2002 se debe tener en cuenta el sobrecoste adicional que supondría la aprobación de la misma, por lo que esta Comisión ha realizado una previsión del mismo de acuerdo con los criterios y parámetros establecidos en la propuesta informada por la Comisión, considerando además, la su evolución en función del precio marginal del mercado. Dicha previsión se comenta más adelante.

Lo relevante de la propuesta de Real Decreto de tarifas de 2002, es que en su Disposición Transitoria Segunda introduce un incentivo dirigido a la participación en el mercado de la cogeneración acogida al grupo d del RD 2366/94, en tanto no sea desarrollado el mencionado Real Decreto Ley.

Sin embargo, este incentivo transitorio adopta unos criterios y valores diferentes a los que se propusieron en la propuesta de desarrollo informada por la Comisión el 18 de abril de 2001. A continuación se señalan estas diferencias:

- ✓ El incentivo supone de entrada un encarecimiento de 1 PTA/kWh sobre el que fuera informado, lo que supone un sobrecoste anual respecto al incentivo anterior de unos 4.000 MPTA.
- ✓ No contempla ninguna indexación con los precios del mercado, ni siquiera con los del gas natural.

- ✓ No se regulan los mecanismos administrativos necesarios para que estas instalaciones puedan modificar su contrato con las empresas distribuidoras, a efectos de poder participar en el mercado de producción.
- ✓ No se regula el mecanismo para posibilitar el acceso al mercado a través de un comercializador.
- ✓ El incentivo va dirigido únicamente a las instalaciones acogidas al grupo d del RD 2366/94, discriminando de esta forma a las instalaciones de cogeneración del grupo e y a las del RD 2818/1998.

Por todo ello, la Comisión Nacional de Energía propone la anulación de la mencionada Disposición Transitoria Segunda y la aprobación urgente de la propuesta de Real Decreto informada el 18 de abril de 2001, con las modificaciones sugeridas en dicho informe.

4.7.2.4 Energía

Para la previsión de la energía que será vertida por los productores de régimen especial en el año 2002, se efectúan determinados supuestos, entre los que merece destacar los siguientes de carácter previo:

- a) La previsión se refiere a las instalaciones conectadas a las redes de los grandes distribuidores o de los transportistas, que constituye el colectivo de referencia para la determinación de la tarifa eléctrica (las instalaciones conectadas a los pequeños distribuidores y a las empresas extrapeninsulares se tienen en cuenta en la determinación de las respectivas cuotas).

- b) La previsión se realiza considerando en principio a las instalaciones de potencia superior a 50 MW acogidas al RD 2366/1997, para mantener la serie histórica. Después se separa esta energía (y su coste asociado) del total previsto para el régimen especial, ya que según el artículo 17 del RD Ley 6/2000 estas instalaciones deben realizar ofertas en el mercado de producción. Se ha considerado que esto tiene lugar a partir del mes de marzo de 2002.
- c) Se ha considerado además que parte de las instalaciones de cogeneración ofertarán voluntariamente su energía en el mercado de producción como consecuencia de las medidas adoptadas para incentivar a los autoprodutores y a las energías renovables a participar en el mercado de producción, en desarrollo del mencionado artículo 17 del RD Ley 6/2000.

En la previsión de funcionamiento de la producción en régimen especial que se ha realizado para el año 2002, se ha mantenido prácticamente constante la potencia de las instalaciones acogidas al RD 2366/1994 , por los siguientes hechos:

- a) Los cambios al RD 2818 de instalaciones acogidas al RD 2366 tienden a reducirse durante todo el año 2001.
- b) Las últimas incorporaciones que aún se realizan en el RD 2366 son cada vez menos significativas.

La tabla siguiente muestra el número de instalaciones que se han incorporado cada mes al RD 2366 durante 2001¹³ y el número de las que se han cambiado al RD 2818, tanto en número de instalaciones como en potencia.

Por otra parte, se puede asumir que las instalaciones que tenían la posibilidad de cambiarse al RD 2818, ya han tenido un período lo suficientemente amplio y con precios de mercado atractivos, como para ejercitar dicha opción, por lo que las variaciones en el RD 2366/94 deberían ser mínimas.

Además, con fecha noviembre de 2001, no existe ninguna instalación inscrita con carácter provisional en el Registro de Instalaciones de Régimen Especial del Ministerio de Economía.

Incorporaciones al RD2366/1994 y cambios al RD 2818/1998

	Incorporaciones al RD 2366 Nº	Potencia <u>incorporada al</u> RD 2366 (MW)	Cambios al RD 2818 Nº Instalaciones	Pot. cambiada al RD 2818 (MW)
Ene-01	5	54.5	21	118.98
Feb-01	1	0.7	2	18.55
Mar-01	0	0	3	4.5
Abr-01	1	4.5	1	4.7
May-01	2	6.04	8	37.12
Jun-01	4	51.3	5	49.9
Jul-01	2	90	6	98.35
Ago-01	2	0.237	1	20.46
Sep-01	0	0	3	15.842
Oct-01	0	0	3	34
Nov-01	0	0	0	0
Total	17	147	53	402.5

¹³ Datos disponibles a noviembre de 2001

Por tanto, se ha supuesto que las nuevas incorporaciones se acogerán al RD 2818. Para estimar su crecimiento, se ha tenido en cuenta la evolución experimentada por cada tecnología en los últimos años, así como el número de instalaciones incluidas en el registro administrativo de Producción en Régimen Especial que todavía tienen código provisional. En casi todos los casos el número de nuevas instalaciones registradas resulta razonable teniendo en cuenta la evolución histórica. Sin embargo, en el caso de los parques eólicos (actualmente, con datos a noviembre de 2001, hay unos 142 parques facturando que suman una potencia de 2.668 MW), hay inscritas con código provisional 550 instalaciones con una potencia de 16.195 MW.

Teniendo en cuenta que al comienzo del año 2001 había una potencia instalada eólica de 2.098 MW y 10.089 MW inscritos con registro provisional, en la previsión que se presenta en este documento se ha supuesto que únicamente se incorporarán al sistema unos 750 MW en dicho año (tras conseguir la inscripción provisional falta todavía construir el parque, presentar el acta de puesta en marcha y firmar el contrato con la empresa distribuidora, por lo que es posible que este proceso se alargue durante más de un año). Considerando únicamente 750 MW de incorporaciones se alcanza un crecimiento de la energía eólica de un 35% en 2001. No obstante la evolución de estas instalaciones está sujeta a grandes incertidumbres.

En la siguiente tabla se incluye una previsión de la potencia instalada por tecnología y energías primarias, y se compara con la previsión que ha proporcionado UNESA.

Previsiones de potencia instalada

POTENCIA INSTALADA RD 2366/1994						
	31-dic-00		31-dic-01		?	
	CNE	UNESA	CNE	UNESA	CNE	UNESA
A	26	76	70	85	167%	12%
B	99	106	149	136	51%	28%
C	77	64	77	64	0%	0%
D	3974	3976	4031	4184	1%	5%
E	80	42	80	42	0%	0%
F	388	412	389	386	0%	-6%
	4.644	4.676	4.796	4.897	3,3%	4,7%

POTENCIA INSTALADA RD 2818/1998						
	31-dic-00		31-dic-01		?	
	CNE	UNESA	CNE	UNESA	CNE	UNESA
a.1	843	744	877	957	4%	29%
a.2	9	1	9	1	0%	0%
b.1	1,24	1,00	1,44	2,00	16%	100%
b.2	2.072	2.073	2.758	3.042	33%	47%
b.3	-	-	-	-	-	-
b.4	825	739	852	807	3%	9%
b.5	180	211	204	231	13%	9%
b.6	15	21	15	51	3%	143%
b.7	84	101	163	142	94%	41%
b.8	6	0	6	0	1%	-
c.1	38	19	38	37	1%	95%
c.2	94	27	94	85	0%	215%
c.3	5	9	5	9	10%	0%
d.1	58	30	101	101	75%	237%
d.2	40	39	62	51	54%	31%
d.3	-	-	-	-	-	-
	4.270	4.015	5.185	5.516	21,4%	21,4%

OBLIGATORIAMENTE EN EL MERCADO				
	CNE	UNESA	CNE	UNESA
	2.001		2.002	
D	-		562	-
F	-		98	-
a.1			87	-

POTENCIA TOTAL INSTALADA ¹⁴						
Año	31-dic-00		31-dic-01		?	
	CNE	UNESA	CNE	UNESA	CNE	UNESA
MW	8.914	8.691	10.642	10.413	19,4%	19,8%

¹⁴ Solo Grandes Distribuidores Peninsulares, incluyendo potencia que oferta en el mercado

4.7.2.5 Resultados

Los resultados totales en términos de energía y coste para el presente año 2001 son los que se muestran en el cuadro siguiente, que compara las previsiones realizadas por CNE, UNESA y REE en diciembre de 2000, con la previsión de cierre para este año.

Comparación previsiones Energía para año 2001

	Previsiones realizadas en diciembre de 2000			Previsiones de cierre en noviembre de 2001			Variación		
	2001			2001					
	CNE	UNESA	REE	CNE	UNESA	REE	CNE	UNESA	REE
Energía Excedentaria (GWh)	32.360	32.721	33.345	31.769	30.740	32.294	-1,8%	-6,1%	-3,2%
Coste (MPTA)	330.373	321.669		326.712	320.306		-1,1%	-0,4%	
(PTA/kWh)	10,21	9,83		10,28	10,60		0,7%	7,8%	
RD 2366	16.508	16.508	20.244	15.845	16.909		-4,0%	-16,5%	
	9,70	9,70	9,31	10,20	10,27		5,2%	10,3%	
RD 2818	15.852	15.852	12.476	15.924	13.831		0,5%	10,9%	
	10,73	10,73	10,67	10,37	10,60		-3,4%	-0,7%	

Como se puede observar, las previsiones de la CNE son las que menos desajustes han experimentado.

En la información adicional a la propuesta de RD 3490/2000 de tarifas de 2001, proporcionada por el Ministerio de Economía, figuraba una energía aportada por

el régimen especial de 31.158 GWh y un coste de **302.228 MPTA**, es decir, un precio medio de **9,7 PTA/KWh**, muy por debajo del que realmente se alcanzará.

Las previsiones de energía y coste del Régimen Especial para el año 2002 realizada por esta Comisión, se muestran de forma resumida a continuación.

Energía y Coste del Régimen Especial para el año 2002

CNE	Previsión Energía y Coste de la energía cedida a la red en éste régimen 2002 ¹⁵		
	GWh	Pta/kWh	Mpta
RD 2366/1994	14.415	10,59	152.595
RD 2818/1998	19.543	10,29	201.019
TOTAL	33.958	10,41	353.615

Año 2001	31.769	10,28	326.712
Variación 02/01	6,9%	1,3%	8,2%

En este cuadro sólo se tiene en cuenta el coste y la energía vertida por las instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW.

Las instalaciones con potencia superior se verían obligadas a ofertar al mercado de producción. Se ha estimado que esta obligación se materializará a partir del mes de marzo de 2002. La energía prevista para estas instalaciones se muestran en la siguiente tabla.

¹⁵ No se contempla la energía ni el coste de las instalaciones (con P>50MW) acogidas al RD 2366/1994 y 2818/1998 que obligatoriamente ofertan en el mercado de producción

Previsión de energía vertida por las instalaciones de régimen especial que ofertarán obligatoriamente en el mercado

Previsión de energía y remuneración del mercado¹⁶				
CNE	2002	GWh	Pta/kWh¹⁷	Mpta
	RD 2366/1994	2.220	6,40	14.208
	RD 2818/1998	245	6,40	1.568
	TOTAL	2.465	6,40	15.778

Esta energía se corresponde con las instalaciones de los grupos D y E (562 MW) y del grupo F (98 MW) del RD2366/1994, así como la correspondiente a una instalación del grupo a.1 del 2818/1998 con una potencia instalada de 86,7MW.

Por otra parte, se debe añadir el coste del incentivo previsto en la propuesta de RD de desarrollo del RD Ley 6/2000, asumiendo que dicha disposición estará vigente en marzo de 2002, y asumirá los comentarios vertidos por esta Comisión en su informe de 18 de abril de 2001.

Supuesto que el incentivo sea devengado por todas las instalaciones de que cogeneración de potencia superior a 50 MW, que estarían obligadas a realizar ofertas al mercado de producción, y una parte de las instalaciones que voluntariamente puede acceder a este mercado, se prevé un coste adicional de **2.597 MPTA.**

¹⁶ Energía de instalaciones obligadas a ofertar en el mercado, según el art.17 del RDL-6/2000

¹⁷ Precio medio marginal del mercado 4,9 Pta/kWh más 1,50,PTA/kWh en concepto de garantía de potencia.

Finalmente, en la siguiente tabla se muestra el total de energía producida por el régimen especial (considerando las instalaciones que van al mercado y las que no) . En cuanto al coste reflejado, éste sólo tiene en cuenta el derivado de las instalaciones que no ofertan al mercado y del sobre coste del incentivo a la cogeneración anteriormente mencionado.

Producción de energía y coste del Régimen Especial.

	TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL			
	GWh	Coste (prima y tarifa) MPTA	Coste (incentivo) MPTA	Coste Total MPTA
= 50 MW	33.958	353.615	415	354.030
>50 MW	2.465	-	2.182	2.182
TOTAL 2002	36.423	353.615	2.597	356.212

Cierre 2001	31.769			326.712
? 02/01	14,6%			9%

El sobre coste total del régimen especial (considerando un precio de mercado de 3,546 cent€/kWh -5,90 Pta/kWh-), asciende a 936.732mil € (155.859 Mpta), lo que supone un 7% del coste total previsto para el sistema en el 2002.

Respecto a la energía y coste previsto en la propuesta de Real Decreto que se informa, indicar que si bien se coincide en las energías, se discrepa en los costes, ya que de acuerdo con los cálculos de la CNE, el coste previsto es de 356.212 MPTA, mientras que el previsto por el MINECO es de 354.256 MPTA, que incluye además una valoración del incentivo a la cogeneración muy superior a la de la

propuesta de desarrollo del RD Ley 6/2000, informado por la CNE con fecha 18 de abril de 2001.

Finalmente, se muestra a continuación las previsiones de energía y coste facilitadas por UNESA y REE para el año 2.002.

PREVISIÓN UNESA 2002			
	GWh	Pta/kWh	Coste
RD 2366/94	17.442	10,13	176.725
RD 2818/98	18.641	10,53	196.308
TOTAL	36.083	10,34	373.033
D 02/01	17%	-1%	16%

PREVISIÓN REE 2002	
	GWh
TOTAL	37.035
D 02/01	15%

4.7.2.6 Precio de la 1ª verificación de las instalaciones fotovoltaicas

En relación con el precio máximo a cobrar por las empresas distribuidoras por la realización de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, establecido en la propuesta de R.D. que se informa, y con independencia de que el mismo no pueda calificarse de desproporcionado, esta Comisión estima como en el informe a la tarifa de 2001, que al tratarse de una actividad regulada, dicho precio máximo debería ser establecido tras un análisis de los costes en los que puedan incurrir dichas empresas distribuidoras. Por ello, cada empresa distribuidora debería presentar, antes del día 31 de enero de 2002, información debidamente justificada sobre las diferentes partidas de costes que intervienen en dicho precio final, para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE.

Para sucesivos ejercicios, el precio máximo aprobado para el 2001, debería evolucionar mediante un mecanismo de actualización tipo IPC-X, revisándose el mismo al cabo de 4 años.

5 OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA

5.1 Comentarios sobre el acuerdo de ETSO sobre compensación de costes por la utilización de redes en transacciones transfronterizas

RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A. ha presentado a esta Comisión, con fecha 26 de noviembre de 2001, borrador del contrato por el que se pondrá en marcha un acuerdo de ETSO (la organización de operadores de los sistemas europeos) sobre compensación entre operadores de los sistemas para la eliminación de tarifas de tránsito en Europa, requiriendo el consentimiento de esta comisión respecto de su firma y contenido.

Para aplicar el acuerdo alcanzado por ETSO en el sistema español, la CNE entiende que es necesario adoptar una serie de cambios en las tarifas de acceso actualmente vigentes (véase Anexo III):

- Debe aplicarse lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 1 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con respecto a aquellos países firmantes del acuerdo. Dicho artículo establece la exención de pago de las tarifas de acceso a los tránsitos internacionales con origen y destino en países de la Unión Europea, estando sujeta su aplicación según la disposición transitoria cuarta del mismo Real Decreto a que exista un régimen equivalente en dichos países.

- Las tarifas aplicadas a las operaciones de exportación deberían fijarse en 1 euro/MWh. Para ello sería necesario establecer valores separados para las tarifas de exportación y para las tarifas de acceso nacionales de 6 períodos, que no deben alterarse por la aplicación del acuerdo considerado. Este requisito podría no ser totalmente necesario, según se interprete la trasposición del acuerdo, pero sí se considera conveniente, dado que lo contrario podría dar lugar a problemas en su implantación por parte de otros países.
- Es necesario definir una tarifa de importación de 1 euro/MWh para las transacciones no comunitarias, en el caso español las provenientes de Marruecos. Este elemento tampoco es expresamente necesario, pero lo contrario supondrá que el sistema español deberá contribuir con 1 euro por cada MWh importado de Marruecos, que deberá ser recaudado de los consumidores españoles.
- Finalmente se ha de definir que los ingresos o pagos netos provenientes de este acuerdo se incorporarán como ingresos o costes del sistema y no serán parte de la retribución de RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A.

5.2 Medidas necesarias para hacer factible la elegibilidad total en el año 2003

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios viene a suponer un notable avance en la liberalización del sector eléctrico, adelantando la liberalización total del consumo eléctrico al 1 de enero del año 2003. Así, en su artículo 19.Uno. señala que todos los consumidores de energía eléctrica tendrán a partir del 1 de enero de 2003 la consideración de consumidores cualificados.

Es evidente que un salto cualitativo como el que establece el citado Real Decreto-Ley, que supone pasar de 65.000 clientes cualificados a 22 millones de clientes, implica la necesidad de modificar los requisitos de medida, la forma de liquidar los consumos de los clientes y todos los procedimientos asociados, desarrollando aplicaciones informáticas y sistemas telemáticos de envío de la información que garanticen la transparencia, objetividad y trato igualitario de los agentes.

Con objeto de anticipar las medidas necesarias para que sea posible la plena elegibilidad, se considera necesario establecer las responsabilidades y plazos de las tareas que se han de realizar con la suficiente antelación.

Las modificaciones que precisan de nuevos desarrollos comprenden cuatro áreas que es preciso diferenciar: medición, perfiles de carga, procedimientos de traspaso de la medida y procedimientos de administración de contratos.

En el anexo IV a este informe se incluye una copia de la propuesta formulada por la Comisión al Ministerio de Economía con las medidas necesarias para la implantación de la plena elegibilidad en el sector eléctrico en el año 2003, señalándose en el mismo posibles alternativas para el establecimiento de la normativa necesaria para llevarlo a cabo. Entre estas alternativas está la introducción de determinadas medidas que se podrían incorporar en el Real Decreto de tarifas de 2002.

CONSIDERACIÓN FINAL

En razón de lo que se ha expresado a lo largo del presente informe, la Comisión considera que la falta de una metodología que permita analizar los diferentes conceptos que se integran en la tarifa eléctrica, tiene como consecuencia la dificultad de realizar un examen, al tiempo concreto y global, del expediente en su conjunto con conclusiones o resultados seguros.

En este sentido, la Comisión Nacional de Energía ya remitió, en su día, a ese Ministerio una propuesta de metodología de tarifas de acceso que se ha tenido en cuenta en los comentarios de detalle que se acompañan como informe.

Esta consideración final ha sido aprobada por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía por unanimidad, sin perjuicio del voto particular que formulan los Sres. Consejeros Ruscalleda i Gallart, Dolader i Clara y Unda Urzaiz, que se incorpora a continuación.

**VOTO PARTICULAR RELATIVO AL AUMENTO DE TARIFA
PROPUESTA QUE FORMULAN LOS CONSEJEROS JORDI DOLADER I
CLARA, SEBASTIÀ RUSCALLEDA I GALLART Y JUAN IGNACIO UNDA
URZAIZ.**

Los consejeros Jordi Dolader i Clara, Sebastià Ruscalleda i Gallart y Juan Ignacio Unda Urzaiz, por las razones que se enumeran a continuación, dan su voto contrario a la aprobación del expediente de tarifas 2002 tal y como se ha recibido del Ministerio de Economía y proponen que se apliquen en el año 2002 las mismas tarifas que en el 2001.

El expediente de tarifas constituye el acto regulatorio más importante del año y es por tanto imprescindible que todos los organismos que intervienen en su propuesta e informe dispongan de un plazo razonable para hacer sus aportaciones.

Ello no es posible cuando, como en este año, el Ministerio ha remitido el expediente el día 19 de diciembre, teniendo en cuenta que debe ser examinado por el Consejo de Ministros del día 27.

Ocho días, que incluyen Navidad, no son suficientes para que la CNE envíe el expediente al Consejo Consultivo de Electricidad, para que los miembros de este Consejo estudien la propuesta, para que redacten sus alegaciones, y una vez recibidas por escrito puedan ser valoradas, y para que la CNE pueda hacer llegar en tiempo hábil un informe completo al Ministerio de Economía, que a su vez lo ha de remitir a la Comisión Delegada de Asuntos Económicos para su posterior remisión al Consejo de Ministros.

Por obligada lealtad institucional, la CNE ha hecho todos los esfuerzos posibles para cumplir estos plazos bordeando incluso la legalidad establecida en cuanto a los plazos regulados en los procedimientos de actuación de este órgano.

La mejor prueba de que el plazo no es suficiente es que los servicios técnicos de la CNE han propuesto enviar el informe que han elaborado sin tener en cuenta, por falta de tiempo, el contenido de las alegaciones del Consejo Consultivo, que, por otra parte, en el momento de iniciar el Consejo de Administración que ha aprobado este informe, habían llegado en número de 5, cuando el número de miembros del Consejo Consultivo es de 36. Dadas las circunstancias, es bastante posible que algún Consejero lea el contenido de la propuesta una vez ya haya sido aprobada por el Consejo de Ministros.

Además, ¿Tendrán tiempo el Ministerio de Economía, la Comisión Delegada de Asuntos Económicos y el Consejo de Ministros de valorar sosegadamente el contenido del informe de la CNE y de su Consejo Consultivo cuando estos escritos saldrán de la CNE en la tarde del 26 de diciembre? ¿No será pues un simple ejercicio formal para evitar que el acto administrativo sea impugnado por algún actor del sector eléctrico español sujeto a sus resultados?

Todo ello se produce además en un momento en que la opinión pública se muestra muy crítica en relación con la calidad del suministro eléctrico, por lo que algunos miembros del Consejo Consultivo pueden pensar que la premura en el trámite del expediente se hace para escamotear el necesario debate de un Consejo Consultivo con la presencia de todos.

Ante estas circunstancias no se puede dar por bueno cualquier aumento de tarifas por pequeño que sea, ya que ni la subida media de tarifas propuesta del 0,41% solucionará problema alguno, ni tampoco la solución del problema debe basarse necesariamente en una subida de tarifas. Puede que las tarifas deban bajar o puede que en algún momento incluso tengan que subir, pero siempre sujeto a métodos objetivos, transparentes y no discriminatorios.

La solución de los problemas que tiene el sistema eléctrico español que se han puesto de manifiesto a lo largo de este año, requiere no sólo la variación del procedimiento actual en el que, al margen de cualquier metodología, se establecen unas variaciones tarifarias y se ajustan los ingresos a los costes regulados mediante la partida de costes CTC por diferencias, sino que además requieren el establecimiento de una metodología que garantice que la retribución de las actividades reguladas se invierte efectiva y adecuadamente para la mejora y ampliación de las redes. La falta de una metodología tarifaria y de una memoria económica adecuada impiden el correcto análisis de las diferentes propuestas de partidas de costes, así como su adecuada asignación de dichos costes en función de los periodos horarios y niveles de tensión para los diferentes grupos tarifarios.

Finalmente, tal como ya indicábamos en nuestro voto particular en el pasado ejercicio nos continúa pareciendo discriminatorio el desigual trato que reciben los consumidores domésticos y las pequeñas industrias y servicios, y continúan existiendo razones de oportunidad para no incrementar las tarifas de consumidores de alta tensión.

En la tabla 1 puede verse que la rebaja de tarifa que han experimentado los consumidores en tarifa 3.0 y 4.0 y A.T. 1.1. desde 1996 hasta el presente año (el 19,61% y el 17,10% respectivamente) son inferiores a las rebajas de la tarifa doméstica (21,06%) y lo mismo es cierto si en lugar de comparar tarifas lo hacemos con los precios medios de la electricidad.

Tabla 1

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Tipo consumidor	Año 1996	Año 1997	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001	VAR. 01/96
Doméstica (2,0)	100	96,90	92,50	86,14	82,32	78,94	-21,06
Pequeña ind. y servicios (3,0 y 4,0)	100	92,00	87,75	82,39	80,39	80,39	-19,61
PYME ind. y serv. (A.T. 1,1)	100	92,00	85,86	81,92	81,56	82,90	-17,10

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD. Pta./KWh.

Tipo consumidor	Año 1996	Año 1997	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001(*)	VAR. 01/96
Doméstica (2,0)	20,81	20,22	19,21	17,77	16,41	15,87	-23,74
Pequeña ind. y servicios (3,0 y 4,0)	19,50	17,91	16,98	15,87	15,47	15,39	-21,08
PYME ind. y serv. (A.T. 1,1)	14,70	13,48	12,50	11,98	12,22	12,86	-16,87

(*) Datos a octubre 2001. En pesetas constantes, de 1996

Por otra parte continúan existiendo razones de oportunidad para no incrementar la tarifa de los consumidores en alta tensión que pueden ir al mercado: por una parte en la renegociación de contratos con los comercializadores no se está produciendo mejora alguna respecto al aumento de precios que se experimentó el año pasado que fue del 15 al 20% y por otra los consumidores con tarifa T.H.P. y los interrumpibles han visto en el último trimestre de este año severamente dañada su competitividad por la aplicación de la interrumpibilidad en un grado desconocido hasta ahora.

Es por todo ello que concluimos nuestro voto particular solicitando la congelación de tarifas para todos los consumidores.

ANEXO I

**COMENTARIOS A LA APLICACIÓN DE LA DECISIÓN DE LA
COMISIÓN EUROPEA DEL 25/07/2001 A ALGUNOS ASPECTOS
DE LOS CTC's EN RELACIÓN CON EL EXPEDIENTE DE TARIFA
DEL 2002**

1. INTRODUCCIÓN

Con fecha 19 de diciembre de 2001 se ha remitido a la CNE la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002. En esta propuesta se incluyen los importes por la recuperación de las cantidades abonadas en exceso, por haber superado el umbral del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en España, y la exclusión a la energía importada de otros Estados miembros de la exacción que financia los CTC`s.

2. EXCESO DE LAS PRIMAS POR CARBON AUTÓCTONO DURANTE 1998 Y 1999.

En el cuadro 1 aparece el cálculo del exceso de primas por carbón autóctono realizado por el Ministerio de Economía. El criterio adoptado por el Ministerio para la devolución de dicho importe ha sido la incorporación en la tarifa del 2002 de la cuarta parte del importe total a devolver.

En dicho cálculo, la Comisión ha encontrado las siguientes incidencias:

- 1) El tipo de referencia utilizado en 1999 es el tipo de referencia vigente hasta el 1 de agosto de 1999 y no la media aritmética de los tipos de los meses de septiembre, octubre y noviembre, que es el criterio utilizado para calcular el tipo del resto de los años, de acuerdo con la normativa vigente.
- 2) La cuantía total a devolver no debe ser actualizada a 31/12/02; esto es así por, al menos, dos motivos:
 - a) En la tarifa del 2002, que se publica en diciembre de 2001 y entra en vigor el 1 de enero de 2002, se incorpora una cuarta parte del

importe total por lo que la cuantía total debe estar expresada en pesetas a 01/01/2002.

- b) La cantidad pendiente debe ser actualizada anualmente, al tipo de referencia de cada año, para su incorporación en el Real Decreto de Tarifas de cada año.

CANTIDAD ABONADA EN EXCESO POR CARBÓN AUTÓCTONO SEGÚN LA DECISION DE AUTORIZACION DE LA UE						
(en millones de pesetas)						

CUADRO 1	TIPO DE REFERENCIA	Cantidades pagadas en exceso en 1998	Cantidades pagadas en exceso en 1998 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1999	Cantidades pagadas en exceso en 1999 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1998 y 1999 en pesetas de cada año
1998		7.169	-	-	-	7.169
1999	4,72	-	7.507	2.307	-	9.814
2000	5,70	-	7.935	-	2.438	10.374
2001	6,33	-	8.438	-	2.593	11.030
2002	5,23		8.879		2.728	11.607

Teniendo en cuenta lo señalado en los puntos 1 y 2, la Comisión considera que la cuantía total a devolver por las compañías eléctricas es de 11.056 millones de pesetas frente a los 11.607 millones de pesetas que propone el Ministerio. Los cálculos de la Comisión aparecen en el cuadro 2.

CUADRO 2	TIPO DE REFERENCIA	Cantidades pagadas en exceso en 1998	Cantidades pagadas en exceso en 1998 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1999	Cantidades pagadas en exceso en 1999 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1998 y 1999 en pesetas de cada año
1998		7.169	-	-	-	7.169
1999	5,04	-	7.530	2.307	-	9.837
2000	5,70	-	7.960	-	2.438	10.398
2001	6,33	-	8.463	-	2.593	11.056

3. IMPORTACIONES DE ELECTRICIDAD DE OTROS ESTADOS MIEMBROS

La cuantía total del importe a devolver por las importaciones de electricidad de otros Estados miembros, actualizada con el tipo de interés de referencia de los *CTC`s*, es de 11.579 millones de pesetas, según los cálculos realizados por la CNE con la información disponible, que sólo recoge las importaciones registradas hasta septiembre de 2001. Dicha cuantía se eleva a 14.611 millones de pesetas (87.814 miles de euros) cuando el cálculo es efectuado por el Ministerio. Este departamento ministerial no indica cuál ha sido el procedimiento aplicado para llegar a dicha cuantía, por lo que se desconoce a qué es debido la diferencia entre el importe de la CNE y el Ministerio.

De cualquier modo, dicho importe se descuenta en su totalidad en los costes permanentes del sistema para la tarifa eléctrica del 2002.

ANEXO II
COMENTARIOS SOBRE LA CUOTA DE CTC's QUE SE APLICA A
LAS TARIFAS DE ACCESO

1. OBJETO

El presente informe tiene por objetivo analizar las posibles alternativas de tratamiento de la cuota de CTC's que se aplica a las tarifas de acceso, contemplándose tres aspectos: a) las liquidaciones de las actividades reguladas, b) las distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997 y c) las importaciones de energía comunitaria.

2. INTRODUCCIÓN

Para analizar el tratamiento de la cuota de CTC's que se aplica a los peajes es preciso contemplar los distintos cambios normativos que se han ido produciendo, desde el comienzo de las liquidaciones, año 1998, hasta la actualidad.

2.1. **Primero: las cuotas de CTC's sobre los peajes en el R.D. 2017/97 en su redacción inicial.**

El R.D. 2017/97 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, en su artículo 5, al referirse a los costes definidos como cuotas con destinos específicos, no incluye dentro de éstas a la de los CTC's.

También, el R.D. 2017/1997, en su artículo 9.3, señala: *“Los importes correspondientes a la retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. Para los consumidores cualificados la repercusión de la retribución fija será establecida en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente incrementando los*

peajes de transporte y distribución y siendo por tanto recaudada por los distribuidores”.

Asimismo, indica, en su artículo 9.4: *“La retribución fija se liquidará conforme a las normas y procedimientos definidos en el anexo I del presente Real Decreto”.*

Por último, en el anexo I, punto I.9, manifiesta que: *“La retribución fija incluida en los suministros a tarifa, así como la correspondiente a los consumidores cualificados y comercializadores será ingresada por los distribuidores en la cuenta específica abierta en régimen de depósito por la CNSE, que será comunicada mediante circular publicada en el Boletín Oficial del Estado.*

El importe que los distribuidores recauden por retribución fija de los consumidores cualificados y comercializadores se establecerá en la disposición por la que se establezca la tarifa correspondiente, y se ingresará en la cuenta citada en el párrafo anterior.

La retribución fija CTC, por los suministros a tarifa de un distribuidor i se determinará por la diferencia, entre el importe a liquidar (L_i), definido en el apartado anterior, y los costes liquidables de distribución y transporte”.

Es decir que, según esta normativa, en teoría parece que existen dos métodos de liquidación de CTC's: uno para los peajes y otro para la energía vendida a tarifa.

En el caso de los peajes, los CTC's deberían recuperarse mediante un porcentaje y, en el de la energía vendida a tarifa, se calcularían por la diferencia entre el importe a liquidar y los costes de transporte y distribución.

Según esto, en el R.D. que fijaba la tarifa para 1998, R.D. 2016/1997, de 26 de diciembre, se debería haber fijado un

porcentaje que debería servir para establecer la aportación de los peajes a la retribución fija (y, por tanto, debería incluir el pago del stock de carbón a la entrada del modelo, prima al consumo de carbón autóctono, y asignación general y específica). El resto de ingresos por tarifas de acceso, una vez descontadas las cuotas, irían a la retribución del transporte y de la distribución.

No obstante, en el punto I.2. del anexo I del R.D. 2017/1997, se señala que los ingresos por peajes (netos de cuotas) se integran junto con los de tarifas en los ingresos liquidables, con lo que, al final, estos ingresos provenientes de las tarifas de acceso, dadas las fórmulas de cálculo del procedimiento de liquidaciones, vienen a pagar el conjunto de costes liquidables, no sólo el transporte y la distribución, sino también los CTC's por diferencias que resulten al aplicar las fórmulas.

Por ello, parece existir una aparente contradicción entre la forma en que dice que se tratan los CTC's que se aplican a los peajes y el tratamiento general de los ingresos, tanto de venta de energía como de peajes, y su incidencia sobre los CTC's.

En cualquier caso, el R.D. 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, que se publicó simultáneamente con el R.D. 2017/1997 no fijó porcentaje alguno sobre los peajes, con lo que los ingresos de tarifas de acceso, netos de cuotas, se integraron en los ingresos liquidables para el cálculo de la retribución de CTC's por el método de las diferencias.

2.2. Segundo: las cuotas de CTC's sobre los peajes tras la modificación introducida por el art. 107 de la Ley 50/1998 de 30 de diciembre.

Con la introducción de este artículo de la Ley 50/1998 se modifica la D.T. Sexta de la Ley 50/1997. Se introduce una cuota del 4,5 %

sobre las ventas de energía, que tiene la consideración de coste definido como cuota con destino específico a efectos de Real Decreto 2017/1997. Esta modificación de la D.T. Sexta no señala nada específico respecto a los peajes.

En el R.D. 2821/1998, por el que se establecen las tarifas para 1999, recoge, en su artículo 3, la cuantía de los costes específicos de acuerdo con el capítulo II del R.D. 2017/1997, tanto para las tarifas de venta de energía, artículo 3.1, como para los peajes, artículo 3.2, fijando unos porcentajes del 4,5 %, para tarifas, y del 11,738 %, para peajes.

En la Memoria Económica que acompaña este Real Decreto, al calcular el coste del servicio en el caso de que los consumidores adquiriesen su energía en el mercado liberalizado, y sólo se liquidasen peajes, se establece una cuota sobre los peajes para la retribución de CTC's, el 11,738 %, que resulta equivalente económicamente al 4,5 % sobre la venta de energía a tarifa. Esta cuota no incluye la retribución del stock de carbón a la entrada del modelo, ni la prima implícita de carbón autóctono, ni el resto de CTC's que se calcula por diferencias.

Es decir, que parece que, en base a la modificación introducida por el artículo 107 de la Ley 50/1998:

1. Se crea una cuota sobre las tarifas de acceso equivalente al 4,5 % sobre la venta de energía, sin que exista un fundamento explícito en la Ley 50/1998 para crearla.
2. Esta cuota no corresponde necesariamente con el porcentaje que señala el artículo 9.3 del R.D. 2017/1997, pues éste porcentaje podría entenderse que debería cubrir toda la retribución fija y no sólo parte de la asignación general y específica, ya que el resto de ingresos, según el anexo I.9. del R.D. 2017/1997, deberían ir

a la remuneración del transporte y la distribución, y no señala que también pueda ir al pago de los CTC's por stock, prima y CTC's por diferencias.

No obstante, se podría señalar que resulta indiferente que exista una cuota para CTC's sobre los peajes o que se integren los ingresos de peajes junto con los de tarifas en el procedimiento de liquidaciones. Esto sería cierto, y lo fue, en el ejercicio de 1999, ya que no se produjo déficit y, por tanto, el porcentaje de retribución que percibieron las empresas generadoras por CTC's era el mismo sobre cuotas que sobre la retribución fija calculada por el método de diferencias. Esto deja de ser cierto en el ejercicio 2000, ya que los CTC's ingresados por cuotas se retribuyeron según un porcentaje, el del anexo III del R.D. 2017/1997, y el déficit se financia por los mismos generadores, pero en un porcentaje distinto (los calculados según la O.M. de 21 de noviembre de 2000).

En resumen que no es neutro para las empresas que se establezca una cuota de CTC's sobre las tarifas de acceso, que ésta no incluya todos los conceptos que formarían parte de la retribución fija, o que se liquiden los ingresos por peajes por el método de las diferencias.

2.3. Tercero: las modificaciones introducidas por la Ley 9/2001 de 4 de junio.

El artículo primero de la Ley 9/2001 viene a modificar el contenido de la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, cambiando totalmente su redacción.

En su punto 4 señala: *“Los costes que se deriven de esta retribución serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema, excluyendo la energía procedente de otros países de la Unión Europea, en los términos*

que establece el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento”.

Es decir que:

1. A todos los consumidores se les tiene que repercutir los CTC's como costes permanentes del sistema.
2. Desaparece la cuota del 4,5 % de CTC's, pero no de una forma directa, sino indirecta, haciendo una remisión a los términos del R.D. 2017/1997. En éste no se menciona esta cuota (artículo 5) y se señala que la retribución fija de los suministros a tarifa se calcula por diferencias (anexo I, punto I.9).
3. Se excluye del pago de CTC's la energía procedente de otros países de la Unión Europea.
4. No se señala nada sobre la cuota de CTC's que se aplica a los peajes, al igual que no se señaló nada cuando ésta se creó.

3. CONSIDERACIONES GENERALES.

Una vez que se ha realizado una enumeración de las modificaciones normativas que se han producido respecto al tratamiento de las cuotas que se aplican a los peajes, a continuación se analiza su incidencia sobre las liquidaciones de las actividades reguladas, las declaraciones de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997 y las adquisiciones de energía de países de la Unión Europea.

No obstante, y con carácter previo, parece conveniente un primer análisis sobre si, actualmente y a la vista de la evolución de la normativa, con la entrada en vigor de la Ley 9/2001, de 4 de junio, se ha eliminado la cuota

que se aplicaba a las tarifas de acceso para la remuneración de la retribución fija.

3.1. Primera: sobre la desaparición de la cuota de CTC's para la retribución fija que se aplica a las tarifas de acceso.

La desaparición de esta cuota se puede justificar en base a lo siguiente:

- 1) Se creó simultáneamente junto con la cuota del 4,5 % sobre venta de energía, a partir del artículo 107 de la Ley 50/1998.
- 2) Cuando se mencionan las cuotas (tarifas y peajes) en los Reales Decretos de Tarifas, se mencionan expresamente que se refieren a los costes con destino específicos de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997. No se hace referencia en modo alguno al porcentaje del artículo 9.3 y Anexo I.9., sino que estos Reales Decretos dan a la cuota de CTC's sobre peajes el mismo tratamiento que a la cuota del 4,5 % sobre las tarifas integrales.
- 3) Si bien se podría mantener que la cuota de CTC's sobre los peajes corresponde al porcentaje de recargo sobre los mismos que señalan los artículos 9.3 y I.9 del R.D. 2017/1997, esto no parece que sea así; en este caso, parece que se deberían haber incluido todos los conceptos de retribución fija (stock de carbón, prima por consumo de carbón autóctono y asignación general y específica) y no como se desprende de la memoria del Real Decreto de Tarifas de 1999, 2000 y 2001, sólo la parte equivalente al 4,5 % sobre tarifas integrales.
- 4) Aún así, existe una contradicción entre lo que se señala, en el punto I.9 del anexo I del R.D. 2017/97 (que la retribución fija sea un porcentaje de los ingresos por tarifas de acceso y el resto de ingresos por peajes se emplee para la retribución del transporte y

la distribución), y lo que se indica en el punto I.2 del mismo anexo (que los ingresos por peajes se integren junto a los de tarifas en el procedimiento general).

Por todo lo anteriormente señalado, si de la redacción del artículo primero 4. de la Ley 9/2001 se desprende de forma indirecta la desaparición de la cuota del 4,5 % sobre tarifas, también parece que se ha de deducir que desaparece la que aplica sobre peajes.

No obstante, se considera que el hecho de que haya desaparecido la cuota que aplicaba sobre los peajes deja un vacío normativo que es preciso cubrir, en tanto que a causa de la supresión de esta cuota resultan de difícil interpretación numerosos preceptos legales.

3.2. Segunda: sobre la incidencia de la desaparición de la cuota de CTC's en la liquidación de las actividades reguladas, según el R.D. 2017/1997.

Sin entrar en consideraciones de tipo jurídico sobre el cambio del tipo de relaciones, y exigibilidad de las mismas, entre agentes (incluyendo la CNE) que se produce al suprimir la cuota, desde el punto de vista de los resultados económicos se puede señalar lo siguiente:

En tanto no se produzca déficit para la retribución de las actividades reguladas, la existencia o la desaparición de la cuota de CTC's sobre las tarifas de acceso lleva a los mismos resultados. Por tanto, a efectos prácticos, resulta indiferente.

Si se produce déficit, en la actualidad sí que los resultados son distintos, ya que las cuotas se reparten según se señala en el anexo II del R.D. 2017/1997 y los déficits se calculan según la O.M. de 21 de noviembre de 2000. El reparto de cuotas y la retribución a la financiación del déficit son distintos para cada empresa; por ello, el

método no es neutro y, dependiendo de si se considera que hay cuotas o que éstas desaparecen, unas empresas ganan y otras pierden.

Una vez se aplique el punto 3. del artículo primero de la Ley 9/2001¹ y el Ministerio publique los nuevos porcentajes de reparto de los CTC's, el resultado vuelve a ser indiferente aún en el caso de déficit.

Por ello, si bien se entiende que se han eliminado las cuotas de CTC's sobre las tarifas de acceso, y las empresas han dejado de declarar aquellas, desde el punto de vista de liquidaciones, la existencia de una cuota sobre peajes, o la desaparición de la misma, resulta indiferente, máxime si se considera que las liquidaciones de la Comisión son provisionales y acumulativas y, una vez se clarifique la normativa, es posible introducir cualquier cambio a lo largo del ejercicio.

3.3. Tercera: sobre la incidencia de la supresión de la cuota de CTC's de peajes en los distribuidores acogidos a la D.T. 11 de la Ley 54/1997.

Resulta de especial referencia, al analizar la supresión de la cuota de CTC's sobre peajes, el contenido del punto 4 del artículo primero de la Ley 9/2001 de 4 de junio.

En éste se señala que los costes que se deriven de la retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema.

¹ Ya existe una propuesta de O.M. por la que se establecen las nuevas cantidades y porcentajes provisionales de los Costes de Transición a la Competencia Tecnológicos, a 31 de diciembre de 2000, que ha sido informada por esta Comisión.

En el caso de las distribuidoras sujetas a liquidaciones (entre las que no se encuentran las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997), con independencia de que haya cuota de CTC's sobre peajes o de que ésta se haya eliminado, el procedimiento de liquidaciones asegura que una parte de los pagos efectuados por los consumidores en concepto de tarifas y de peajes a los distribuidores se destinen a los CTC's.

Sin embargo, la parte de los pagos efectuados por los consumidores que pagan sus peajes a los distribuidores de la D.T. 11ª, al eliminarse la cuota de CTC's, no se destina al pago de los mismos, sino que aumentan el margen del distribuidor.

Nos encontramos, por tanto, en una situación en la que: 1) ya no existe la cuota de CTC's; 2) los peajes que cobran los distribuidores de la D.T. 11ª deberían aportar al pago de los CTC's; y 3) no existe ningún mecanismo para que lo hagan, la única remisión legal se hace al R.D. 2017/97 y estos distribuidores no están sujetos a él.

Sería por tanto preciso establecer un método para que los peajes que cobran los distribuidores de la D.T. 11ª aportaran a los CTC's y no fuesen a incrementar el margen de estos distribuidores.

No obstante, el R.D. 2819/1998 y la O.M. de 14 de junio del 99 establecen la posibilidad de que los distribuidores de la D.T. 11ª soliciten que se les compense la diferencia entre los ingresos obtenidos por tarifas de acceso a las redes y el margen que les hubiera correspondido de continuar los suministros a tarifas. En este caso, al calcular dichas compensaciones, se deberá considerar el mayor margen que supone la supresión de la cuota y, por tanto, la cantidad destinada a estas compensaciones deberá ser menor. Esta disminución de las compensaciones a causa de la supresión de la cuota lleva a que se incremente en la misma cuantía la cantidad

para el pago de CTC's por diferencias (la cuota para la compensación por régimen especial, interrumpibilidad y otras compensaciones debería ser menor). Por ello, el efecto sobre el sistema será neutro en el supuesto de los distribuidores de la D.T. 11ª que sean compensados por este concepto.

En definitiva, la supresión de la cuota sólo minora los ingresos para la cobertura de CTC's en aquellos casos en que los distribuidores de la D.T. 11ª facturen peajes y no soliciten compensaciones.

Por todo lo anterior, se considera que lo más conveniente sería establecer para todos los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, un porcentaje en concepto de CTC's sobre los peajes que facturan, que permitiera el cumplimiento de la obligación legal de que los CTC's se repercutan a todos los consumidores y se destine a tal fin y no a incrementar el margen de estos distribuidores.

Más aún, se debería tener en cuenta que una cuota como la que aquí se señala, en puridad, debía incluir no sólo lo que venían ingresando como cuota de CTC's aplicada sobre los peajes, que como ya se ha señalado era equivalente al 4,5 % sobre las tarifas, sino que, tal y como indica la Ley 9/2001, debería incluir la cantidad necesaria para el pago de la retribución fija, que según se recoge en esta Ley incluye todos los conceptos de CTC's, también la parte correspondiente al carbón.

3.4. Cuarta: sobre las importaciones de energía de la Unión Europea.

Sin entrar en los detalles del cálculo de la energía que realmente adquieren los comercializadores y/o consumidores de países de la Unión Europea a través de contratos bilaterales, por no ser objeto de este informe, lo que si resulta cierto es que el ya mencionado punto

4 del artículo primero de la Ley 9/2001 señala que los costes que se deriven de los CTC's no se pueden repercutir a la energía procedente de otros países de la Unión Europea.

En el caso de contratos bilaterales que impliquen energía importada de la Unión Europea, las tarifas de acceso deberían disminuirse en la cuantía que corresponda a los CTC's.

Esto origina un problema: en puridad, en tanto no se realicen las liquidaciones definitivas no se conocen los CTC's y, aún así, no existe un método para imputar a cada tarifa de acceso la parte que soporta de costes de CTC's.

Obviando este segundo aspecto, que sería un refinamiento, no parece adecuado esperar hasta que se efectúan las liquidaciones definitivas para conocer la cuantía de los CTC's y así calcular la parte que corresponda a las importaciones de energía.

Sería más práctico, y existen precedentes para ello, incluir en los R.D. de tarifas un porcentaje estimado que se aplique sobre las importaciones de energía, para poder proceder al descuento de estas cantidades en el caso de energía importada de países de la Unión Europea.

4. CONCLUSIONES.

A la vista de lo expuesto en los apartados anteriores, se puede señalar que:

- 1) Parece que la cuota de CTC's sobre tarifas de acceso ha sido suprimida con la entrada en vigor de la Ley 9/2001.
- 2) Esto no afecta los resultados de la liquidación de las actividades reguladas, una vez se publique la O.M. por la que se establecen las nuevas cantidades y porcentajes provisionales de los CTC's

tecnológicos. A efectos prácticos, a corto plazo no es necesario que se publique esta Orden Ministerial, ya que la supresión de la cuota del 4,5 % sobre las tarifas integrales hace que sea muy difícil que se produzca déficit para la remuneración de las actividades reguladas.

- 3) La supresión de la cuota sobre peajes que debían ingresar los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997 implica que se incumple el precepto de que los pagos que realizan los consumidores a estos distribuidores aportan a la retribución de los CTC's.
- 4) Se hace preciso determinar el porcentaje que, sobre las tarifas de acceso, suponen los CTC's, para poder proceder al descuento de estas cantidades de la tarifa de acceso, en el caso de adquisición de energía de la Unión Europea mediante contratos bilaterales.

5. PROPUESTA.

Con objeto de poder continuar las liquidaciones que efectúa la Comisión, en tanto se clarifican las lagunas normativas existentes, se propone:

1. Realizar las liquidaciones provisionales de 2001, considerando que se ha suprimido la cuota de CTC's aplicada a las tarifas de acceso.
2. Permitir que las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones del R.D. 2017/1997, para la energía adquirida en la Unión Europea mediante contratos bilaterales, declaren los ingresos derivados de las tarifas de acceso, por la parte de la energía importada, minorados en un porcentaje equivalente a la cuota de CTC's sobre peajes. Esta minoración tendría carácter provisional en tanto el Ministerio de Economía publique la necesaria normativa.
3. Que los distribuidores de la D.T. 11 de la Ley 45/1997 ingresen en la cuenta a la que se refiere el anexo I, punto I.9. del R.D. 2017/1997 el porcentaje del artículo 9.3. del R.D. 2017/1997. Este porcentaje, en

tanto se publique la necesaria normativa, deberá ser igual a la cuota de CTCs sobre tarifas de acceso que se señalaba en el R.D. 3490/2000.

4. Con objeto de contrastar los criterios de aplicación de la normativa existente, en tanto se produzca la adaptación de ésta para contemplar lo señalado en el punto 4 de la Ley 9/2001 de 4 de junio, remitir escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas con los criterios que, según la CNE, deben aplicarse.

ANEXO III

**INFORME SOBRE EL BORRADOR DE ACUERDO DE ETSO SOBRE
COMPENSACIÓN DE COSTES POR LA UTILIZACIÓN DE REDES EN
TRANSACCIONES TRANSFRONTERIZAS**

I. OBJETO

RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A. ha presentado a esta Comisión, con fecha 26 de noviembre de 2001, borrador del contrato por el que se pondrá en marcha un acuerdo de compensación entre operadores de los sistemas para la eliminación de tarifas de tránsito en Europa, requiriendo el consentimiento de esta comisión respecto de su firma y contenido.

El objeto de este informe es analizar el contenido del acuerdo alcanzado por ETSO (la organización de operadores de los sistemas europeos) sobre compensaciones por la utilización de las redes no nacionales en las transacciones transfronterizas, para poder adoptar una decisión sobre la conveniencia de su firma por parte de RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A., y en su caso informar al MINECO sobre el interés de su firma y sobre las modificaciones necesarias en la estructura de las tarifas de acceso.

II. DESCRIPCION DEL ACUERDO

Principios básicos del acuerdo

Los miembros de ETSO han llegado a un acuerdo unánime para aplicar un sistema de compensación entre operadores del sistema que permita sustituir a los mecanismos de tarificación actuales, que son establecidos unilateralmente por cada país.

El acuerdo se compone de una serie de reglas para crear y repartir un fondo de unos 200 millones de euros, que sirve para compensar a los sistemas cuyas redes son usadas por operadores de otros países, de forma que las redes sean efectivamente pagadas por quienes las utilizan.

El reparto de este fondo permite que aquellos países cuyas redes son utilizadas por operadores de otros sistemas para transportar energía, obtengan una compensación por este uso sin necesidad de establecer tarifas de importación y exportación. De esta forma se puede establecer un sistema de tarificación en el que cada operador, generador o consumidor, pague exclusivamente la tarifa de acceso en su país y tenga acceso a toda la red europea, de la misma forma que sucede en España y en muchos otros países, con respecto de las respectivas redes nacionales.

La principal virtud del acuerdo es que permite eliminar la acumulación de tarifas de transporte, “pankaking”, en las transacciones que se producen entre países de la Unión Europea.

Cálculo de aportaciones y cobros

Se define un fondo de 200 millones de euros que es la cantidad a compensar a todos los operadores de los sistemas por el uso que hacen de sus redes el resto de sistemas que suscriben el acuerdo.

Dicho fondo se dota con dos tipos de aportaciones, en principio, a partes iguales o al menos similares:

- La cantidad de 1 euro por cada MWh exportado, a aportar por el operador del sistema que exporta y calculado sobre el valor de las exportaciones programadas en cada sistema. Los países que tienen fronteras con otros países no firmantes del acuerdo aportarán dicha cantidad de 1 euro por cada MWh importado de dichos terceros países y podrán recaudarlo a través de tarifas de importación (en el caso de España, esto aplica a la frontera con Marruecos).
- Una aportación complementaria para completar los 200 millones de euros, establecida en base a los Flujos Netos de cada sistema y fijada de antemano.

Este fondo de 200 millones de euros se distribuye entre los operadores de los sistemas conforme al uso realizado por otros operadores de la red de cada operador y a los costes de dicha red. El uso es medido como la relación entre los tránsitos y la demanda del país correspondiente y los costes a compartir son los correspondientes a la Red Horizontal, que se corresponde con la red de cada país que es, en principio, utilizada en los tránsitos de energía.

Aspectos positivos

El acuerdo establecido por los operadores de los sistemas europeos que componen ETSO se enmarca dentro de los trabajos emprendidos para la realización de un mercado interior de energía en la Unión Europea, y comparte por ello elementos positivos que se encuentran en las conclusiones de los últimos Foros de Florencia y en el borrador de Reglamento de tarificación de transacciones transfronterizas de la UE.

El principal valor del acuerdo es que permite la eliminación de tarifas de acceso sucesivas en transacciones internacionales, evitando el “pankaking”, en casi todos los países de la UE continental más Suiza (Dinamarca y Luxemburgo no constituyen parte del acuerdo) y de una forma relativamente homogénea.

Sin embargo el acuerdo también contiene una serie de elementos cuestionables e incluso contrarios a lo recogido en el mencionado proyecto de Reglamento de la UE, y a las tesis mantenidas por CEER (Council for European Energy Regulators) sobre la tarificación de las transacciones internacionales y las compensaciones entre sistemas.

Aspectos cuestionables

El aspecto más negativo del acuerdo es que mantiene una parte de la aportación de fondos en función de las exportaciones declaradas, aunque no se exija que ésta se traslade a los usuarios de red directamente.

Aplicar tarifas dependientes de las transacciones declaradas por un agente se considera inadecuado, ya que pueden no recoger adecuadamente los costes ocasionados por dichas transacciones y afectar negativamente al comercio internacional. A modo de ejemplo, una tarifa a la exportación aplicada sobre un generador gravaría a dicho generador por las exportaciones realizadas, independientemente de si el saldo físico final por la interconexión resultase positivo o negativo. Si el saldo en la interconexión considerada fuese de sentido contrario a la transacción realizada, resulta obvio que dicho generador no ha ocasionado costes por el uso de dicha interconexión.

Por otra parte, la definición del fondo de 200 millones de euros a repartir, así como el cálculo de los derechos de cobro de cada operador de sistema, no responde a principios suficientemente contrastados.

Limitaciones

Al tratarse de un acuerdo entre operadores de sistema, que no tienen en muchos casos competencia para aprobar e incluso ni para proponer las tarifas de acceso a la red de transporte, el acuerdo únicamente establece la forma de compensación entre operadores, esperando a que cada país adopte un esquema tarifario acorde con los términos del acuerdo, pero sin garantizarlo.

De hecho, la gran ventaja de eliminación del “pankaking” no se obtiene directamente del acuerdo, sino que habrá de completarse con cambios, a nivel nacional, de las tarifas de acceso actualmente existentes, para lo cual no se han establecido reglas de uniformización detalladas.

Aplicación condicionada

Considerando lo anterior, por parte de CEER y de la propia Comisión Europea, se ha valorado positivamente la aplicación del acuerdo presentado por ETSO sujeta a una serie de condiciones, siendo la principal que el acuerdo no sea aplicado por más de un año, y que en este plazo se trabaje para definir un sistema de compensación entre operadores que supere las limitaciones del acuerdo alcanzado por ETSO.

De esta forma se reconoce que el acuerdo mejora la situación existente, pero que no puede utilizarse como excusa para no trabajar en el desarrollo de un método más adecuado que el propuesto.

En este sentido, el borrador de contrato presentado por RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A., limita su aplicación a un año, aunque sorprende que en el punto 5.6 “Settlements of End Date Differences” se haga referencia a que las diferencias sobre los 200 millones de euros previstos en el acuerdo serán reportadas para el mecanismo del siguiente año, lo que resulta una contradicción en un acuerdo de duración limitada a un año.

Junto con la limitación temporal de su aplicación, desde CEER se ha condicionado una valoración positiva a los siguientes aspectos:

- La definición de tarifas refleje los costes realmente ocasionados y no dependa del tipo de transacción.
- Se eliminen las tarifas de interconexión.
- Todos los países firmantes del acuerdo garanticen total reciprocidad en el acceso a las redes y derechos de tránsito, en referencia fundamentalmente a Suiza que actualmente no permite el acceso libre de terceros a sus redes.

A nivel español, dada la contribución positiva del acuerdo al desarrollo del comercio internacional y al desarrollo del mercado interior de electricidad, parece adecuada su aplicación por el período de un año y sujeta a que se adopten medidas tarifarias coherentes con el acuerdo firmado en todos los países firmantes.

Cabe señalar que la aplicación del acuerdo en el caso de España generará, en condiciones normales, como resultado neto unos ingresos adicionales al sistema, aunque no se puede asegurar con total seguridad que no suceda lo contrario.

III. MODIFICACIONES REGULATORIAS NECESARIAS

Para aplicar el acuerdo alcanzado por ETSO en el sistema español, es necesario adoptar una serie de cambios en las tarifas de acceso actualmente vigentes:

- Debe aplicarse lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 1 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con respecto a aquellos países firmantes del acuerdo. Dicho artículo establece la exención de pago de las tarifas de acceso a los tránsitos internacionales con origen y destino en países de la Unión Europea, estando sujeta su aplicación según la disposición transitoria cuarta del mismo Real Decreto a que exista un régimen equivalente en dichos países.
- Las tarifas aplicadas a las operaciones de exportación deberían fijarse en 1 euro/MWh. Para ello sería necesario establecer valores separados para las tarifas de exportación y para las tarifas de acceso nacionales de 6 períodos, que no deben alterarse por la aplicación del acuerdo considerado. Este requisito podría no ser totalmente necesario, según se interprete la trasposición del acuerdo, pero sí se considera conveniente, dado que lo contrario podría dar lugar a problemas en su implantación por parte de otros países.
- Es necesario definir una tarifa de importación de 1 euro/MWh para las transacciones no comunitarias, en el caso español las provenientes de Marruecos. Este elemento tampoco es expresamente necesario, pero lo contrario supondrá

que el sistema español deberá contribuir con 1 euro por cada MWh importado de Marruecos, que deberá ser recaudado de los consumidores españoles.

- Finalmente se ha de definir que los ingresos o pagos netos provenientes de este acuerdo se incorporarán como ingresos o costes del sistema y no serán parte de la retribución de RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A.

IV. ACCIONES A TOMAR

La aceptación de los términos del acuerdo presentado afectan a las tarifas de acceso y a la actividad de operación del sistema, por lo que deberá ser el Ministerio de Economía quien se pronuncie finalmente sobre la oportunidad de la firma del referido acuerdo.

En caso afirmativo, los cambios normativos que se han propuesto deberán ser incluidos en el Real Decreto de tarifas para el 2002, antes de que se proceda autorizar a RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A. a la firma del acuerdo presentado.

ANEXO IV
ELEGIBILIDAD 2003. ESTRUCTURA DEL NUEVO SISTEMA.
ACTUACIONES Y CAMBIOS NORMATIVOS

1. OBJETIVO.

El presente informe tiene por objeto mostrar un sistema de medidas y de organización de las relaciones entre agentes, que permita la plena elegibilidad el 1 de enero de 2003, así como un plan de actuación que recoge las tareas, agentes y plazos para desarrollarlas y, también, los cambios normativos que se precisarían.

Viene, por tanto, a complementar los diversos informes que se han venido elaborando y, sobre todo y esto es lo principal, a plantear un modo de actuación en el caso de que, debido a la larga tramitación que lleva un Real Decreto, no se opte por la publicación de un Real Decreto de Medidas Urgentes para la plena implantación de la elegibilidad en el año 2003, sino que se escoja la vía de aprovechar la reglamentación que se espera que se publique próximamente para incluir los cambios precisos para el desarrollo del modelo que viene planteando la CNE.

2. INTRODUCCIÓN.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introdujo un sistema en competencia en el que los consumidores que reuniesen ciertas características pudiesen optar por acceder a un mercado liberalizado. Este sistema se caracteriza por la existencia de un mercado horario de energía y por la creación de un nuevo agente del sistema, el comercializador, cuyo objetivo es la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados.

La implantación de la elegibilidad exige una modificación de los procedimientos al haber nuevos agentes y nuevas relaciones, y nuevas formas de medir la energía, al existir un mercado mayorista horario y tarifas de acceso multihorarias para la remuneración de las actividades reguladas.

El Real Decreto 2018/1997, de 2 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica establece las características del sistema de medidas: de los equipos, de los sistemas y protocolos de comunicaciones, y demás procedimientos necesarios para el correcto funcionamiento del proceso de medidas.

El Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica viene a desarrollar el contenido de la Ley 54/1997, regulando de forma más detallada, entre otros, las actividades de distribución y comercialización, los contratos de acceso a redes, la suspensión del suministro y los equipos de medida. En este Real Decreto se contempla el nuevo esquema de relaciones que surge a partir de la creación de un nuevo agente, el comercializador, y de la posibilidad de que los consumidores cualificados puedan, si así lo deciden, acceder directamente al mercado de producción.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios viene a suponer un notable avance en la liberalización del sector eléctrico, adelantando la liberalización total del consumo eléctrico al 1 de enero del año 2003. Así, en su artículo 19.Uno. señala que todos los consumidores de energía eléctrica tendrán a partir del 1 de enero de 2003 la consideración de consumidores cualificados. También señala, en el artículo 20.Cuatro, la obligación de los distribuidores de llevar un listado detallado de los consumidores que siguen a tarifa y que han optado por ejercer la elegibilidad. Asimismo, en el artículo 27, rebaja los requisitos exigibles por el Reglamento de Puntos de Medida para los consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh/año.

Es evidente que un salto cualitativo como el que establece el citado Real Decreto-Ley, que supone pasar de 65.000 clientes cualificados a 22 millones

de clientes, implica la necesidad de modificar los requisitos de medida, la forma de liquidar los consumos de los clientes y todos los procedimientos asociados, desarrollando aplicaciones informáticas y sistemas telemáticos de envío de la información que garanticen la transparencia, objetividad y trato igualitario de los agentes.

La experiencia internacional señala que, para que sea efectivo el cambio, se han de desarrollar nuevos sistemas, mucho más complejos, y con un periodo de desarrollo no desdeñable. La falta de previsión ha llevado en algunos sistemas eléctricos a que se produzcan notables disfunciones.

Con objeto de anticipar las medidas necesarias para que sea posible la plena elegibilidad, se considera necesario establecer las responsabilidades y plazos de las tareas que se han de realizar con la suficiente antelación.

Las modificaciones que precisan de nuevos desarrollos comprenden cuatro áreas que es preciso diferenciar: medición, perfiles de carga, procedimientos de traspaso de la medida y procedimientos de administración de contratos.

En relación a los requisitos de la medida, se hace necesario proceder a la modificación del Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, tanto para desarrollar los requisitos de los consumidores afectados por el artículo 27 del Real Decreto-Ley 6/2001, como para diseñar las especificaciones de los equipos de medida que se deba instalar a los nuevos consumidores que pueden ser cualificados a partir de enero de 2003. Y esto, evitando la diferenciación actualmente existente entre consumidores a tarifa y cualificados.

También, en relación a la liquidación de la OMEL de la energía consumida por los clientes, se plantea la necesidad de tener que estimar el consumo horario de los clientes con potencia contratada inferior a 15 kW, en base a muestras representativas –perfiles de carga-, extrapolando estas pautas de consumo al conjunto de consumidores.

Por otro lado se han de modificar y normalizar los procedimientos y sistemas de transmisión telemática de la información relativa a los datos de medida con objeto de lograr un sistema integrado de traspaso de la información necesaria para liquidar la energía entre todos los agentes del sistema.

Por último, se han de desarrollar los procedimientos que regulan la información relativa a los contratos y las relaciones entre los distintos agentes con el consumidor, incluyendo los procedimientos, plazos, sistemas informáticos, códigos y protocolos a ser implantados por los distribuidores.

Se ha optado por un esquema organizativo de estos sistemas estructurado de forma descentralizada, en el que los distribuidores, o agrupación de los mismos, desempeñan un papel fundamental; esto se debe a las obligaciones que les impone la normativa, al hecho de que sean ellos los agentes que permanecen en el tiempo -con independencia de la modalidad de contratación y agente con el que se contrate la energía-, y, finalmente, a que son los encargados de llevar a cabo físicamente las actuaciones necesarias para que haya suministro.

Dada la magnitud del trabajo a realizar antes de enero 2003, y el escaso tiempo disponible hasta esa fecha, se ha optado por dividir las actividades a desarrollar entre la Comisión Nacional de Energía, los dos operadores, el del Mercado y el del Sistema y los distribuidores o agrupación de los mismos, siempre bajo la supervisión y control del Ministerio de Economía y la Comisión Nacional de Energía.

3. ESTRUCTURA DEL NUEVO SISTEMA.

3.1. Características de los equipos de medida.

Con objeto de lograr un equilibrio óptimo entre la información que se dispone sobre los consumidores y el coste de obtener la misma, sujeto a las restricciones que imponen el periodo disponible para su

implantación y el estado actual de su tecnología, se propone un esquema como el siguiente:

1. A efectos de los equipos contadores-registradores los requisitos del Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias serán aplicables a todos los consumidores, con independencia de si han ejercido su derecho a ser cualificados o permanecen acogidos a tarifa. Todo ello sin perjuicio de que si han optado por esta última modalidad deban mantener los equipos necesarios para que se les facture a tarifa.
2. Se mantiene los requisitos y la clasificación de los puntos de medida de tipo I¹.
3. Se mantiene la clasificación y requisitos de los puntos de medida tipo II¹. No obstante, se les establece la obligación de que, salvo por restricciones técnicas debidamente acreditadas, deban disponer de equipo de lectura remota.

También se establece un límite inferior para este punto de medida, 450 kW de potencia contratada. Se establece un límite por potencia, y no por energía, con objeto de minimizar la necesidad de proceder a modificaciones de equipos, haciendo compatibles los requisitos de los equipos de medida con la estructura de la tarifa de acceso.

4. Se establece un nuevo tipo de punto de medida III². Este equipo de medida, que será requerido a los consumidores con potencias contratadas entre 50 kW y 450 kW, ha de guardar registros horarios

¹ Definido en las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Puntos de Medida

² Definido en Proyecto de Modificación del Real Decreto de Puntos de Medida e Instrucciones Técnicas Complementarias

de energía activa y reactiva así como los parámetros necesarios para la facturación de la tarifa de acceso. No se exige que disponga de la posibilidad de lectura remota si bien deben estar preparados para que se pueda incluir en el futuro.

5. Se define un punto de medida tipo IV, para potencias contratadas entre 15 y 50 kW, que acumulará el consumo en periodos, no menos de tres ni más de seis, para que se obtenga una desagregación del consumo suficiente. Dado que esto supondrá un plan de renovación de equipos, se establecerá un periodo transitorio para su implantación.
6. A los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, no se les exigirá modificación alguna de su actual equipo de medida.
7. Para aquellos consumidores que no precisan cambio alguno en sus equipos de medida, se establecerá una muestra significativa, estratificada por zona geográfica y en función de parámetros eléctricos. A los consumidores de esta muestra se les instalarán equipos de medida horaria. A cada consumidor, se le considerará un perfil de consumo horario equivalente al del grupo a que pertenece.
8. Las empresas eléctricas distribuidoras tendrán la obligación de facilitar en alquiler los aparatos necesarios para la medida de energía eléctrica a todos los consumidores con potencia contratada inferior a 450 kW. El precio del alquiler de dichos equipos será fijado por el Gobierno, mediante Real Decreto, y se actualizará anualmente o cuando circunstancias especiales lo aconsejen.

3.2. Sistema de Tratamiento de la información de los equipos de medida.

El nuevo sistema de tratamiento de la información de medidas que se establece en el R.D. 1955/2000 y en el proyecto de modificación del Reglamento de Puntos de Medida, confiere a los distribuidores un

papel relevante como encargado de realizar las lecturas y, para cierto tipo de consumidores, como agregador de las mismas y sujeto obligado a la difusión de éstas. Por esto, se hace necesario un esquema como el siguiente:

1. Las medidas individualizadas de los puntos de medida de tipo I y II necesarias para la liquidación de la energía serán recibidas por el Operador del Sistema, sin perjuicio de que el resto de participantes a la medida tenga acceso a ellas a través de la lectura remota.
2. El distribuidor será el encargado de la lectura de los parámetros necesarios para el cálculo de la tarifa de acceso y de la energía necesaria para las liquidaciones del resto de los puntos de medida. Esta información será puesta a disposición del resto de los participantes en la medida en los plazos, formas, soportes y empleando los códigos que, según la normativa, se determinen.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo anterior, todos los participantes en la medida podrán tener acceso directo a la misma.

3. Normativamente se establecerán los métodos de agregación de las medidas que han de llevar a cabo los distribuidores, de estimación de las mismas, las características de los concentradores secundarios, los protocolos de comunicación y cualesquiera de las especificaciones de los sistemas de tratamiento y transmisión de la información necesarios para que el sistema de medidas funcione de forma objetiva, transparente y no discriminatoria para todos los participantes en la medida.

3.3. Sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros.

Las bases del esquema de relaciones entre agentes -comercializador, distribuidor, Operador del Mercado-, y de estos con los consumidores, se recogen en el R.D. 1955/2000. No obstante, este esquema ha de

ser desarrollado en detalle, sobre todo, si se considera que el número potencial de nuevos clientes cualificados se elevará a 22.000.000 el 1 de enero de 2003. Para tal volumen de potenciales clientes se necesita unos procedimientos muy claros, normalizados y automatizados. Por ello, se propone un esquema como el siguiente:

1. El distribuidor será el encargado de gestionar la administración de todos los contratos de aquellos clientes que estén conectados a sus redes, tanto de la energía como del acceso, con independencia de quién ha firmado el contrato de acceso o de si el consumidor sigue a tarifa.
2. En los procedimientos se debe establecer: a) el contenido de la información que se ha de disponer en relación a cada consumidor, b) la forma, alcance y sujetos que pueden acceder a la misma, c) los procedimientos para dar de alta, baja, cambiar de comercializador, leer las medidas de cierre previas al cambio de comercializador, así como cualquier otro aspecto relacionado con el suministro que pudiese afectar las relaciones entre los distintos agentes participantes en el suministro, d) los códigos estandarizados que permitan el intercambio de información entre agentes, e) los métodos que garanticen que todos los agentes que venden energía a los consumidores recibe un trato objetivo, transparente y no discriminatorio, y f) cualquier otro aspecto que sirva para asegurar la igualdad de trato entre agentes y consumidores

4. ACTUACIONES, RESPONSABILIDADES Y DESARROLLOS NORMATIVOS.

Como ya se ha señalado en apartados anteriores, las tareas a realizar se pueden diferenciar en cuatro áreas: medición, perfiles de carga, procedimientos de traspaso de medida y procedimientos de administración de contratos.

Dado el tiempo disponible, parece lógico distribuir estas tareas entre la CNE, y los operadores del Sistema y del Mercado, sin perjuicio de la necesaria coordinación que tanto el MINECO como la CNE deben llevar a cabo.

Se ha de señalar como aspecto trascendental para que se pueda cumplir un plan como el presente que se ha de partir de un modelo determinado, que no puede ser modificado en sus aspectos fundamentales. Si se partiese de un modelo abierto, cuyos principios fuesen discutibles, y se comenzase ahora a debatir cual sería el modelo óptimo, será imposible cumplir con los plazos que se establecen en el Real Decreto-Ley 6/2000.

Una vez expuesta esta premisa y considerando que los distintos desarrollos se basan en una estructura organizativa como la contemplada en este informe, se han tratado de distribuir las tareas en función de la experiencia que sobre cada una de ellas tienen los distintos participantes, o del grado de implicación de los mismos en los distintos procedimientos.

4.1. Actuaciones relativas a los equipos de medida.

La mejor forma de proceder para regular las características de los equipos de medida que se recogen en el apartado 3.1. sería elaborar un nuevo Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, que abarcasen las características de todos los equipos. Dado el tiempo necesario para lograr esto, no resulta en modo alguno viable.

Con el proyecto de modificación del Real Decreto de Puntos de Medida actualmente en tramitación no se cubren las características de todos los equipos de medida que se recogen en el apartado 3.1.

Sin embargo, los cambios que habría que realizar no son tantos que no cupieran en el R.D. de tarifas, cuya tramitación es mucho más rápida, dejando para un desarrollo por Orden Ministerial los detalles de

segundo nivel, tales como el número de periodos, las horas que componen cada uno y el periodo transitorio.

Por ello, se deberían proponer incluir los cambios en el R.D. de Tarifas para adecuar el Reglamento de Puntos de Medida, una vez modificado según el Proyecto de propuesta de modificación, a las características de los equipos de medida que se recogen en el apartado 3.1 y presentar propuesta de Orden Ministerial con la determinación del número de periodos del punto de medida tipo IV, horas que componen cada uno y periodo transitorio para su implantación.

Se considera que, debido a la experiencia acumulada, habiendo realizado la propuesta de Modificación del Real Decreto de Puntos de Medida, debería ser la CNE la que llevara a cabo las propuestas anteriormente señaladas.

Se ha de precisar no obstante que, para que sea posible disponer de equipos de medida en el momento adecuado, es necesario implicar a los fabricantes y a los agentes –distribuidores y comercializadores- para lo que resulta conveniente que, a través de un Grupo de Trabajo, tal y como se ha realizado en las diversas ocasiones que se han analizado reglamentación sobre medidas, y partiendo de un esquema prácticamente definido, participen en los detalles del modelo.

Por último, centrándose en los aspectos concretos de la normativa que se piensa que se debe modificar, se deberían incluir los principales cambios que definen las características de los equipos de medida en el R.D. de Tarifas, habilitando al MINECO para que, por medio de una Orden Ministerial, regule los desarrollos de menor nivel.

4.2. Actuaciones relativas a los perfiles de carga.

Estas actuaciones se pueden dividir claramente en dos fases: la de diseño y la de implementación.

La fase de diseño corresponde a la determinación del tamaño y distribución de la muestra que corresponde implantar a cada distribuidor, para obtener una curva horaria representativa del consumo de los clientes con potencia contratada inferior a 15 kW. Este tamaño muestral se determinará en base a parámetros eléctricos y zonas geográficas.

La fase de implementación corresponde a la instalación de los equipos de medida de tipo III en los elementos muestrales seleccionados y a la comprobación de que ésta se adecua a lo especificado en la fase de diseño.

El Operador del Sistema ya tiene experiencia en diseñar muestras representativas, con lo que debería ser el encargado de la fase de diseño, correspondiendo la implementación naturalmente a los distribuidores.

Para la fase de diseño no se considera que se precise modificar normativa alguna. Se considera suficiente una instrucción al Operador del Sistema para que lo lleve a cabo y, en todo caso, a las distribuidoras, o asociación de las mismas, con objeto de que faciliten la información precisa.

Para la fase de implementación, no se considera que exista normativa de rango suficiente para incluir una obligación adicional a los distribuidores: la de instalar y gestionar una muestra que sirva para la determinación del perfil de carga. Por ello, la única posibilidad sería la de incluir esta obligación en el Real Decreto de Tarifas de este año.

4.3. Sistema de tratamiento de la información de los equipos de medida.

En relación a los sistemas de tratamiento de la información de medidas, ya está previsto en el proyecto de modificación del Real Decreto de Puntos de Medida, un esquema en el que los distribuidores

recogen las lecturas, las agregan y las difunden, empleando protocolos comunes.

El nuevo esquema conceptualmente es el mismo que el previsto en este proyecto, sin que resulte difícil incluir los nuevos tipos de contadores, salvo claro está en relación al número de equipos de medida a tratar.

El esquema operativo del sistema se basa, siempre en función del proyecto de Real Decreto, en procedimientos elaborados por el Operador del Sistema y, en algunos casos, en Circulares de la CNE, a propuesta del Operador del Sistema. Los trabajos parece que se encuentran en un estado muy avanzado de desarrollo, con lo que sólo se deberían modificar los procedimientos, para incluir los equipos de medida que acumulan periodos y perfiles de carga estandarizados.

En consecuencia, se considera que no es preciso desarrollo normativo alguno, sino que, una vez que se definan las características de los nuevos equipos de medida, el Operador del Sistema debería modificar los procedimientos para dar cabida a las nuevas especificaciones.

4.4. Sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros.

En relación a este sistema, las bases para desarrollarlo no son excesivamente detalladas. En principio existen unas obligaciones, impuestas por el Real Decreto-Ley 6/2000 (art. 20), en cuanto al control de los contratos de suministro por parte de los distribuidores, y algunas precisiones sobre las relaciones entre consumidores, distribuidores y comercializadores contenidas en el Real Decreto 1955/2000. En cualquier caso, no se ha de olvidar que la Ley 54/97 establece que, en lo relativo a las relaciones entre los consumidores y comercializadores, se estará a lo que pacten las partes.

Si se añade a que la normativa no resulta definida, el hecho de que no se han desarrollado los procedimientos y de que los que se han venido empleando no resultan en modo alguno estándares, se evidencia que el desarrollo de estos sistemas va a resultar uno de los puntos críticos para lograr la plena elegibilidad el año 2003.

A diferencia de los procedimientos de medida, que se basan en una normativa específica que regula estos, en este caso la situación que se presenta es que no hay esa regulación específica y clara.

Por tanto, habrá que desarrollar los procedimientos y, simultáneamente, tomar decisiones regulatorias que orienten los procedimientos. Se puede trabajar dejando abiertas algunas alternativas, pero evidentemente no todas.

A modo de ejemplo, se puede citar temas tan evidentes como la duración de los contratos entre los consumidores y los comercializadores. Si se deja que esta pueda ser cualquiera, se puede llegar a que los procedimientos y sistemas de tratamiento de la información sean tan complejos que impliquen un coste excesivo para el sistema. Y si esto es así, ¿quién y cómo lo paga?. Si, para evitar este exceso de coste se limitan de alguna manera los contratos, se puede hacer empleando dos vías alternativas: repercutiendo un coste al comercializador en caso de modificación de contrato o limitando normativamente la duración del mismo.

Con independencia de la alternativa por la que se opte, lo señalado anteriormente sirve para ilustrar que no sólo se trata de elaborar unos procedimientos, sino que también se precisa, simultáneamente, tomar decisiones regulatorias.

En relación al agente que debiera llevar el peso de la elaboración de los procedimientos, se considera que el sujeto más adecuado para elaborar las propuestas de procedimientos es el Operador del Mercado,

pero también se considera que resulta absolutamente necesario que se implique tanto el MINECO como la CNE, sobre todo en una primera fase, en la que es necesario tomar decisiones regulatorias sobre las alternativas que se deben considerar. Por ello, y a grandes rasgos, los pasos a seguir podrían ser los siguientes:

Fase 1: Diseño conceptual de los Procesos.

1. Identificación de los procesos que afectan a los cambios de suministro.
2. Análisis de posibles alternativas.
3. Elección de las alternativas óptimas.
4. Análisis de coherencia de las distintas alternativas.

Es en esta primera fase en la que la implicación de los organismos con responsabilidades regulatorias MINECO y CNE resulta imprescindible, en tanto habrá que tomar decisiones regulatorias sobre la marcha. A continuación, existen unas fases que, sin entrar en detalle al no ser objeto de este informe, se podrían resumir como:

Fase 2. Diseño detallado de los procesos.

Fase 3. Diseño de códigos de intercambio de información.

Fase 4. Implementación de los sistemas por los distribuidores.

Una vez se dispone de un diseño básico de los procesos de la Fase 1, que es la que se ha de plasmar con carácter normativo, la Fase 2 podría ser desarrollada por el Operador del Mercado sin un nivel de implicación tan directa del regulador, siendo indispensable la participación de los distribuidores en la Fase 3 y, evidentemente en la Fase 4.

Desde el punto de vista de la normativa, lo adecuado sería, dada la importancia de la materia, que se promulgase un Real Decreto. No

obstante, dado el largo plazo de tramitación de un Real Decreto, sería posible establecer las normas que rigen los procedimientos por medio de una Orden Ministerial, como desarrollo del Real Decreto 1955/2000, estableciendo en esta Orden un método similar que el que existe para la medida, en el sentido que se fije la obligación del Operador del Mercado de elaborar los procedimientos y establecer los códigos. En cualquier caso, si algún aspecto resulta imposible regularlo a nivel de Orden Ministerial, sería preciso incluirlo en el Real Decreto de Tarifas de este año.

4.5. Implementación de los sistemas, procesos y códigos.

Resulta necesario que, no más tarde de octubre de 2002, los distribuidores, o asociaciones de éstos, tengan implementados: a) los concentradores secundarios de medida, con las especificaciones y protocolos de comunicación que se hayan establecido, b) los procedimientos y sistemas informáticos de control del sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros, y c) instalados los elementos muestrales que les corresponda en base a equipos de medida de tipo III.

Dos cosas resultan evidentes: 1) esta implementación es la que lleva un mayor tiempo de ejecución material y 2) supone unas obligaciones que se les imponen a los distribuidores.

Salvo la implementación de los concentradores secundarios de medida, que ya se encuentra recogida en el proyecto de Real Decreto de Modificación del Reglamento Puntos de Medida y sobre la que ya se ha trabajado, el resto de las obligaciones que se imponen al distribuidor son nuevas, no habiéndose desarrollado nada, dado que la indefinición de los procedimientos es casi total. Por ello, se debería establecer una base normativa para incluir estas obligaciones; y esta no puede ser otra

que el Real Decreto de Tarifas de este año, si se quiere que esté disponible con la antelación suficiente.

Así, en este Real Decreto, se debería incluir la obligación de los distribuidores de implementar los procedimientos y sistemas informáticos de control del sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros y la de instalar a los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW los elementos muestrales que les corresponda.

4.6. Coordinación y Control.

Un plan como éste, que se caracteriza sobre todo por lo escaso del tiempo disponible y que implica que las tareas se distribuyen entre diversos sujetos, afectando además a la práctica totalidad de los agentes del sistema, debe necesariamente disponer de unos mecanismos de control y seguimiento muy estrictos. Por ello:

1. Se debe crear un Comité para el seguimiento de las actuaciones necesarias para la implementación del plan que se establece en este informe.
2. Este Comité de Seguimiento, que se debería reunir con una periodicidad mínima de una vez al mes, debería estar presidido por el representante del Ministerio de Economía con participación de representantes de la CNE, el Operador del Sistema, el Operador del Mercado, las empresas distribuidoras, o sus representantes, y representantes de las asociaciones de comercializadores. La CNE debería ser la encargada de la Secretaría del Comité de Seguimiento, debiendo tener los miembros del mismo categoría, como mínimo, de Director o Subdirector General en el caso de la Administración.

3. El Comité de Seguimiento podría formar cuantos Grupos de Trabajo considere necesarios para el mejor seguimiento de las actividades.
4. Asimismo y dado que, como se ha puesto de manifiesto sobre todo al tratar los procedimientos de gestión y administración de los contratos de suministro, se deben tomar muchas decisiones regulatorias a lo largo del desarrollo de los procedimientos, se debería formar un Órgano Permanente formado por el MINECO y la CNE que tomase las decisiones regulatorias necesarias que impidan que el desarrollo de los procedimientos se ralentice. Dado el nivel ejecutivo de este Comité y la disponibilidad que se requiere, a nuestro juicio debería estar formado por el Subdirector General de Energía Eléctrica del MINECO y el Director de Energía Eléctrica de la CNE.
5. Asimismo, se considera conveniente que se fijen reuniones periódicas de seguimiento y control del plan entre el Secretario de Estado del MINECO y el Consejo de Administración de la CNE.

5. CONSIDERACIONES FINALES.

En apartados anteriores se han mostrado las características de los nuevos equipos de medida, las modificaciones de los procedimientos de medida y de gestión de la administración de los contratos de suministro y las nuevas obligaciones que se imponen a los distribuidores.

En función de esto, se han definido unas actuaciones, unos posibles responsables y se ha señalado en qué casos se necesitaría modificaciones normativas, cuál debería ser el rango de las mismas, o si por el contrario bastaría con instrucciones a los agentes.

Todo lo anteriormente señalado se basa en una serie de premisas: a) el modelo es éste y sólo queda tiempo para discusiones de segundo nivel, b) en el caso en que se requiera modificaciones reglamentarias sólo es posible

llevarlas a cabo si se incluyen en el Real Decreto de Tarifas de este año. No es posible partir de un nuevo Real Decreto y c) se supone que el proyecto de Real Decreto de modificación del Reglamento de Puntos de Medidas está disponible antes que el Real Decreto de Tarifas.

Las modificaciones normativas a incluir en el Real Decreto de Tarifas de este año deben ser las mínimas para dar base reglamentaria al modelo.

Bastaría por tanto con:

- Incluir las modificaciones del punto de medida de tipo III.
- Definir un tipo IV en base a periodos horarios.
- Señalar que los consumidores con potencia contratadas inferiores a 15 kW (tipo V) se liquidarán en base a una muestra representativa.
- Establecer que afecta a todos los consumidores, a tarifa y a mercado.
- Fijar la obligación de los distribuidores de alquilar, si el consumidor lo estima oportuno, los equipos de medida de los tipos III a V.
- Fijar la obligación de que los distribuidores instalen la muestra representativa de consumidores de tipo V, en base a equipos de tipo III que les corresponda.
- Determinar la obligación de los distribuidores adoptar los procedimientos de gestión de contratos con el contenido, procedimientos y códigos que, por O.M., les obligue el MINECO.
- Habilitar al MINECO para el desarrollo de las modificaciones que se señalan en este apartado.

Por otro lado, los trabajos a desarrollar por la CNE, el Operador del Sistema y el Operador del Mercado se pueden realizar sobre la base de una instrucción dada por el Gobierno o el MINECO, en base a un modelo concreto, el que se recoge en este informe.

Por último señalar que, las áreas que nos parecen más comprometidas son dos:

1. Las características de los equipos de medida de tipo IV, ya que se necesita que los agentes del sistema y los fabricantes conozcan, fabriquen e instalen los equipos.

2. Los procedimientos de gestión de la administración de los contratos de suministro, ya que están muy poco desarrollados y se necesita además, en la fase de diseño básico, que se tomen decisiones regulatorias que afectarán al desarrollo e implementación de los procesos.